VISIT…

LANZAROTE
Caliente.COM

А.Ф. Гетман

РЕСУРС ЭКСПЛУАТАЦИИ СОСУДОВ И ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Москва
Энергоатомиздат 2000

УДК 621.039
ББК 31.47
Г44

Гетман А.Ф. Ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС. — М.: Энергоатомиздат. 2000. — 427 с.: ил.

ISBN 5-283-03195-0

Обобщен многолетний опыт решения ресурсных задач на АЭС. Описаны методология, методы, технологии, технические средства и нормативные документы, используемые на АЭС при решении ресурсных задач. Даны примеры контроля, оценки и увеличения ресурса эксплуатации КР, КО, ГЦТ, арматуры, коллекторов и трубопроводов КМПЦ, ПГ и других элементов оборудования реакторных установок основных типов, используемых на АЭС России и Украины. Работы по обеспечению ресурса на стадии эксплуатации рассмотрены как продолжение решения ресурсных задач на стадиях конструирования и изготовления АЭС.

Для инженерно-технических и научных работников, специализирующихся в области конструирования, изготовления и эксплуатации элементов конструкций и деталей оборудования АЭС, а также обеспечения их прочности, ресурса, надежности и безопасности.

ISBN 5-283-03195-0 © Автор, 2000

ПРЕДИСЛОВИЕ

Эксплуатация атомных электростанций постоянно ставит перед персоналом АЭС, инженерами и научными работниками, руководством отрасли все новые задачи. Связано это не только с возрастающими требованиями к безопасности АЭС, возможностями, которые представляет научно-технический прогресс для повышения безопасности и экономичности, но и с жизненным циклом энергоблоков АЭС.

В настоящее время одной из наиболее актуальных в атомной отрасли становится проблема ресурса. Это связано, как минимум, с двумя обстоятельствами. Во-первых, часть энергоблоков АЭС выработали (или вырабатывают) свой назначенный срок службы. Во-вторых, обоснование ресурсоспособности осуществлялось 40 лет назад по технологиям того времени, которые на сегодня либо устарели, либо нуждаются в переосмыслении с учетом как опыта эксплуатации, так и новых научных достижений.

В предлагаемой читателю книге известного специалиста, профессора, докт. техн. наук А.Ф.Гетмана как раз и сделана попытка научного осмысления опыта решения ресурсных задач, возникающих во время эксплуатации АЭС, с учетом как опыта ресурсного проектирования, так и новейших научных достижений в области механики разрушения, неразрушающего контроля и других дисциплин.

Книга безусловно актуальна для специалистов, работающих в области атомной энергетики и будет способствовать улучшению технологии эксплуатации АЭС.

Вице-президент концерна «Росэнергоатом»,
Генеральный директор Всероссийского
научно-исследовательского института
по эксплуатации АЭС, чл.-корр. РАН
А.А.Абагян

ПРЕДИСЛОВИЕ

Начало развития ядерной энергетики относится к 40-м годам XX века, когда США и СССР активизировали научно-техническую деятельность по освоению энергии атомного ядра, главным образом, в военных целях. По мере развития ядерная энергетика получает самостоятельное значение как производитель электрической энергии и соответственно ее экономика приобретает все более коммерческий характер. В настоящее время практически все АЭС являются коммерческими предприятиями, главная цель которых — создание финансовой прибыли для владельцев.

Как известно, время и эксплуатация приводят к снижению пользовательских свойств промышленных объектов вследствие старения материалов, деградации и морального старения компонентов и объекта в целом. Это в свою очередь обусловливает снижение рентабельности, а для таких потенциально опасных производств, каковыми являются атомные станции, — и возможное снижение уровня безопасности. Стремление смягчить влияние этих отрицательных эффектов, разработать и реализовать программу соответствующих мероприятий стимулировало работы по изучению повреждающих материалы и оборудование факторов, исследованию механизмов старения и деградации, разработке методов и средств по снижению влияния старения и продлению работоспособности. Эти работы привели к появлению термина «управление старением» (Ageing Management). Методология и меры по поддержанию или даже повышению уровня безопасности АЭС в процессе ее эксплуатации привели в свою очередь к появлению термина «управление безопасностью» (Safety Management). Наконец, совместная реализация мер по управле-

нию старением и управлению безопасностью, призванная обеспечить безопасную эксплуатацию АЭС, составляет содержание термина «управление сроком службы» АЭС (Plant Life Management).

Управление сроком службы (УСС) атомных станций — это концепция и практика обеспечения их рентабельности и безопасной эксплуатации. Поэтому применение технологии УСС предоставляет реальную возможность для ядерной энергетики не только сохранить, но и расширить свое присутствие на рынке производителей электроэнергии.

Мировой опыт эксплуатации в ядерной энергетике, аккумулированный в материалах МАГАТЭ, международных конференций и различных совещаний, показывает, что для каждого блока АЭС задача оптимизации технико-экономических показателей и уровня безопасности может решаться наиболее эффективно не только на основе анализа текущего состояния объекта, но и с учетом влияния на это состояние условий предшествовавших и предстоящих этапов жизненного цикла объекта. Поэтому УСС в концептуальном плане рассматривается как процесс, охватывающий весь жизненный цикл АЭС, состоящий из трех основных этапов: этап пред-эксплуатации (проектирование, сооружение и пусконаладочные работы); эксплуатации (проектный срок службы, продолжение эксплуатации — продление или обновление лицензии на эксплуатацию); после-эксплуатации (перепрофилирование деятельности или вывод из эксплуатации — хранение, демонтаж, утилизация, захоронение).

С экономической точки зрения УСС включает методологию и практику оптимизации затрат в целях достижения максимальной прибыли при сохранении конкурентоспособности на рынке производителей электроэнергии и обеспечении требуемого уровня безопасности. Конечно, при рассмотрении конкретного объекта могут приниматься во внимание и другие, не непосредственно экономические мотивы: необходимость промышленного развития новых регионов страны, обеспечение занятости населения и т.п. Однако все они в конечном счете имеют экономический характер, или определяются политическими соображениями, так как ядерная энергетика относится к сфере высоких технологий и

существенно влияет на уровень научно-технической культуры всей страны. Для стран с развитой ядерной энергетикой экономический фактор с очевидностью является превалирующим.

С технической точки зрения УСС есть комплекс мероприятий по поддержанию или повышению безопасности АЭС, обеспечению бесперебойной работоспособности и долговечности основных элементов (систем) и блока в целом. Обеспечение условий подготовки и реализации УСС должно создаваться на всех этапах жизненного цикла энергоблока. Важнейшее условие успеха в реализации УСС — учет взаимосвязей между перечисленными выше этапами. При этом чрезвычайно важно обеспечение непрерывности информационной составляющей процесса, в частности, создание первичных баз данных, начиная с самых первых этапов жизненного цикла.

С организационной точки зрения УСС есть система взаимодействия предприятий и их подразделений, вовлеченных в процесс УСС и объединенных общей целью. Каждый блок любой атомной станции, как правило, обладает существенной индивидуальностью, поэтому схема реализации работ на самом блоке должна создаваться индивидуально. Однако общая схема организации работ по реализации УСС на конкретном блоке АЭС обладает значительной общностью, а технологии и методики, используемые при этом, опираются на научно-технические и технологические разработки и опыт, имеющиеся на конкретном предприятии, в стране и в мире.

В последние годы вопросам методологии УСС АЭС уделяется большое внимание во всех странах мира с развитой ядерной энергетикой. Проводятся конференции, семинары, в журналах публикуются сообщения о различных частных исследованиях, разрабатываются нормативно-технические и регулирующие безопасную эксплуатацию АЭС документы. Однако публикации, комплексно рассматривающие задачу и обобщающие существующий научно-технический, методико-технологический и практический опыт, в целом отсутствуют.

Предлагаемая вниманию читателя монография Ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС известного специалиста в области целостности элементов АЭС лауреата премии СМ СССР

в области науки и техники, профессора, докт. техн. наук А.Ф.Гетмана в существенной мере восполняет этот пробел. В книге излагается системный подход к проблеме обеспечения рентабельной и безопасной эксплуатации важнейших элементов энергоблоков АЭС, обобщен многолетний практический опыт ее автора в работах, выполненных для действующих АЭС, и предложена идеология и технология управления их сроком эксплуатации. Материал насыщен практическими примерами, результатами исследований и анализа, предложениями и идеями.

Без сомнения, книга будет полезна специалистам по эксплуатации, эксплуатационному контролю и ремонту, конструкторам и научно-техническим работникам в сфере ядерной энергетики и смежных отраслей, а также тем, кто занимается управлением сроком службы технических объектов, содержащих сосуды и трубопроводы давления. Она может служить полезным пособием для студентов и аспирантов технических вузов.

Директор Международного центра
по ядерной безопасности
Минатома России,
профессор, докт. техн. наук,
С.Е.Бугаенко

ПРЕДИСЛОВИЕ

В последние годы у нас в стране и за рубежом возник большой интерес к проблеме ресурса эксплуатации элементов конструкций АЭС. Это вызвано окончанием (или приближением окончания) назначенного срока службы некоторых энергоблоков.

Проблеме остаточного ресурса посвящены многие конференции, совещания, публикации, документы и решения, принимаемые на разных уровнях, в том числе и в МАГАТЭ. В указанных материалах можно выделить некоторые крайние точки зрения.

Во-первых, проблему ресурса пытаются представить как новую для ядерной энергетики, требующую для своего решения разработок новых концепций, методологий, методов и технологий. В действительности, технология ресурсного проектирования существует уже не менее 50-ти лет, а система контроля и управления ресурсом на АЭС начала складываться уже на первых энергоблоках под влиянием различных поломок.

Во-вторых, существует, по-видимому, недостаточное понимание сути проблемы, что может привести (и уже привело в ряде случаев) к крупным ошибкам и просчетам. В этой ситуации ведущая позиция должна быть занята эксплуатирующими АЭС организациями. Эти организации несут непосредственную ответственность за безопасность АЭС (а ресурс прямо связан с безопасностью); АЭС содержат огромный штат работников, занятых контролем и поддержанием ресурсоспособности конструкций, а самое главное, что технология решения ресурсных задач на стадии эксплуатации является самостоятельной областью знаний (в том числе и научных), требующих высокого уровня профессионализма от работников, их представляющих. В частности, технологии решения ресурсных задач на стадиях проектирования, изготовления и эксплуатации, хотя и имеют общие области сопри-

косновения, но в то же время различаются между собой так же, как различаются КБ, завод-изготовитель и АЭС.

В третьих, имеется некоторая оторванность решения ресурсных задач от решения задач безопасности. Большие затраты на решение ресурсных задач (в том числе продления срока службы) могут быть оправданы только в том случае, если эти задачи будут решаться одновременно с задачами повышения надежности и безопасности АЭС, причем на основе единой методологии.

В основу книги положены работы, выполненные автором в методической и практической областях при решении конкретных задач на АЭС. Особенность книги в том, что задача обеспечения ресурса во время эксплуатации рассмотрена в ней, как часть общей задачи обеспечения ресурса на этапах проектирования, изготовления, монтажа и эксплуатации.

Содержание книги по частям обсуждалось как на технических совещаниях при принятии технических решений, так и на научных семинарах, включая семинары в рамках ГНТП «Безопасность» (1997—99 гг.) и семинар по проблеме остаточного ресурса, организованный ASME в США (Ньюпорт, 1991 г.).

В работах принимали участие сотрудники АЭС, конструкторских и материаловедческих технологических организаций, различных институтов. Всем им автор выражает благодарность.

Особую благодарность выражаю сотрудникам Отделения прочности, материаловедения и сварки ВНИИАЭС, принимавшим активное участие в выполнении работ, описанных в настоящей монографии, а также руководству и сотрудникам концерна «Росэнергоатом», без чьей поддержки и помощи было бы невозможным ни выполнение работ, ни издание настоящей монографии.

Автор

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Ресурс эксплуатации (ресурс) — наработка объекта от начала или возобновления эксплуатации до наступления предельного состояния (ГОСТ 133377-75).

Предельное состояние — состояние, наступающее для сосудов и трубопроводов АЭС, когда их прочность снижается до уровня, при котором коэффициенты (или один из коэффициентов) запаса прочности становятся меньше нормативных значений. Существует ряд промежуточных технических характеристик сосудов и трубопроводов, по которым можно судить о наступлении предельного состояния, а именно:

утонение стенки сосуда или трубопровода до размеров, не предусмотренных чертежом или расчетом на прочность;

увеличение диаметра до размеров, превышающих указанные в чертеже;

появление в металле конструкции любых трещин, а также других несплошностей, классифицируемых как дефекты;

повышение чувствительности конструкции или ее элемента к несплошностям металла до уровня, когда несплошность, пропущенная в эксплуатацию, может привести к разрушению конструкции (или ее элемента). Повышение чувствительности к несплошности происходит из-за радиационного упрочнения и/или старения металла.

Для деталей механизмов и узлов уплотнения сосудов давления предельное состояние наступает также при формоизменениях, делающих невозможным выполнение деталями своих функций (вследствие пластических деформаций, механического истирания, эрозии или коррозии).

Предельное состояние может быть связано также с моральным износом.

Мера ресурса — для сосудов и трубопроводов — предельно допустимое количество циклов термосилового нагружения (режимов эксплуатации), при которых обеспечивается сопротивление усталости с сохранением нормативных коэффициентов запаса прочности. Для корпуса реактора ВВЭР мерой ресурса дополнительно служит также предельный флюенс нейтронов с энергией > 0,5 МэВ, при котором обеспечивается сопротивление хрупкому разрушению с сохранением нормативных запасов прочности. Для деталей механизмов и узлов уплотнения мерой ресурса служит время эксплуатации до сохранения деталями своей формы в пределах, обеспечивающих выполнения ими своих функций. Для конструкций, у которых уменьшение размеров происходит из-за коррозии или эрозии, мерой ресурса является время, за которое толщина стенки конструкции уменьшается до недопустимых размеров, определяемых сохранением нормативных значений коэффициентов запаса прочности.

Назначенный срок службы объекта — календарная продолжительность эксплуатации объекта до окончания его эксплуатации, измеряемая в единицах календарного времени. Назначенный срок службы связан с темпами научно-технического прогресса в данной отрасли, сроками морального износа объекта, другими социальными и экономическими условиями.

Назначенный ресурс — продолжительность эксплуатации объекта, определяемая с учетом назначенного срока службы; в отличие от последнего измеряют в единицах наработки (число режимов эксплуатации, флюенс нейтронов, предельные величины коррозии или износа и т.п.).

Остаточный ресурс — продолжительность эксплуатации объекта от данного момента времени до наступления предельного состояния.

Индивидуальный остаточный ресурс — остаточный ресурс конкретного элемента конструкции, находящегося в эксплуатации.

Гарантированный ресурс — ресурс, который обеспечивается с вероятностью, равной 1.

Гамма-процентный ресурс — ресурс, который обеспечивается с заданной вероятностью γ.

Средний ресурс и средний срок службы — математическое ожи-

дание ресурса и срока службы, определяемые на стадии проектирования.

Начало эксплуатации — момент пуско-наладочных работ на АЭС, при котором рассматриваемый элемент конструкции испытал силовое, термосиловое, термическое, коррозионное или радиационное воздействие. Если сосуд давления прошел гидравлические или пневматические испытания на заводе-изготовителе, то началом эксплуатации для него следует считать момент проведения указанных испытаний.

Прочность — свойство материала, детали, конструкции или технического объекта сопротивляться механическим или термомеханическим нагрузкам в условиях конкретной среды, характеризуемой температурой, химическим составом и состоянием, гравитационными, радиационными и электромагнитными полями, без разрушения и с сохранением формы в пределах, достаточных для выполнения ими своих функций.

Безопасность — надежность конструкции по отношению к жизни и здоровью людей и окружающей среды.

Надежность — свойство конструкции сохранять во времени способность к выполнению требуемых функций при условии, что соблюдены правила эксплуатации, в том числе ремонта, хранения и транспортировки, предусмотренные нормативной и эксплуатационной документацией.

Старение металла — изменения в микроструктуре металла, вызванные ее остаточной неравновесностью и происходящие во времени в отсутствие внешних воздействий. Могут быть интенсифицированы повышенной температурой, напряжениями или флюенсом.

СОКРАЩЕНИЯ

АЭС — атомная электростанция
РУ — реакторная установка
ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор
РБМК — реактор большой мощности канальный
КР — корпус реактора
ПГ — парогенератор
ПГВ 440 — ПГ РУ ВВЭР-440
ПГВ 1000 — ПГ РУ ВВЭР-1000
ВКУ — внутрикорпусное устройство
ТОТ — теплообменные трубки
ГЦК — главный циркуляционный контур
КМПЦ — контур многократной принудительной циркуляции
ГЦТ — главный циркуляционный трубопровод
КО — компенсатор объема
ГЗЗ — главная запорная задвижка
ББ — барботажный бак
ОМ — основной металл
СШ — сварной шов
МПА — максимальная проектная авария
ТПР — течь перед разрушением
НУЭ — нормальные условия эксплуатации
ННУЭ — нарушение НУЭ
АС — аварийная ситуация
МРЗ — максимальное расчетное землетрясение
ВХР — водно-химический режим
ГИ — гидравлические испытания
НКЭ — неразрушающий контроль во время эксплуатации
ППР — планово-предупредительный ремонт
ПТО — производственно-технический отдел
ГМО — головная материаловедческая организация
ГАН — Госатомнадзор РФ

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

σ — напряжение

σ_m — общее мембранное напряжение

$\sigma_в$ — общее изгибное напряжение

$\sigma_а$ — амплитуда напряжений

$\sigma_{аF}$ — амплитуда местных напряжении с учетом концентрации

$(\sigma_F)_{max}$ — максимальное приведенное условное упругое напряжение цикла с учетом концентрации условных упругих напряжений

$[\sigma]$ — номинальное допустимое напряжение

R_m — предел прочности

$R_{P0,2}$ — предел текучести

R_{-1} — предел выносливости при симметричном цикле растяжения—сжатия

Z — относительное сужение поперечного сечения образца при испытаниях на растяжение до разрушения

A — относительное удлинение

E — модуль упругости

N — число циклов нагружения элемента конструкции в эксплуатации

$N_р$ — число циклов до зарождения трещины усталости

a — накопленное усталостное повреждение

F — флюенс нейтронов с энергией >0,5 МэВ

A_F — коэффициент радиационного охрупчивания

K_1 — коэффициент интенсивности напряжений

K_{1c} — критический коэффициент интенсивности напряжений

$n_{0,2}$ — коэффициент запаса прочности по пределу текучести

n_m — коэффициент запаса прочности по пределу прочности

n_σ — коэффициент запаса прочности по напряжениям при расчете на сопротивление усталости

n_N — коэффициент запаса прочности по числу циклов нагружения при расчете на сопротивление усталости

n_{1K} — коэффициент запаса прочности по K_{1c} при расчете на сопротивление хрупкому разрушению

ВВЕДЕНИЕ

Любой элемент конструкции можно эксплуатировать до тех пор, пока он сохраняет прочность (т.е. целостность и форму). Это относится ко всем элементам конструкций энергоблока АЭС (рис. 1), которые можно разделить на 4 группы: сосуды и трубопроводы давления; механизмы и внутрикорпусные устройства; строительные конструкции; активная зона.

Элементы первой группы — сосуды и трубопроводы — занимают центральное место в проблеме ресурса эксплуатации энергоблока вследствие того, что они:

оказывают наибольшее влияние на ядерную безопасность АЭС;

являются наиболее многочисленной группой конструкций энергоблока;

имеют большие запасы упругой энергии, представляющие большую угрозу с точки зрения не только ядерной, но и общетехнической безопасности;

замена их (или ремонт) связана, как правило, с большими материальными затратами, а некоторые элементы конструкций, например корпус реактора, заменить практически невозможно.

На стадии проектно-конструкторских работ материалы и конструкция сосудов и трубопроводов выбирают таким образом, чтобы их прочность обеспечивалась на протяжении всего срока эксплуатации. При этом в конструкциях не допускается не только зарождение каких-либо трещин, но и переход сечения стенки сосуда в пластическое состояние. Коэффициент запаса прочности по пределу текучести для мембранных (т.е. средних по сечению стенки) напряжений $n_{0,2}= 1,5$. Уровень номинально допустимых мембранных напряжений $[\sigma]$ (меньшее из двух величин

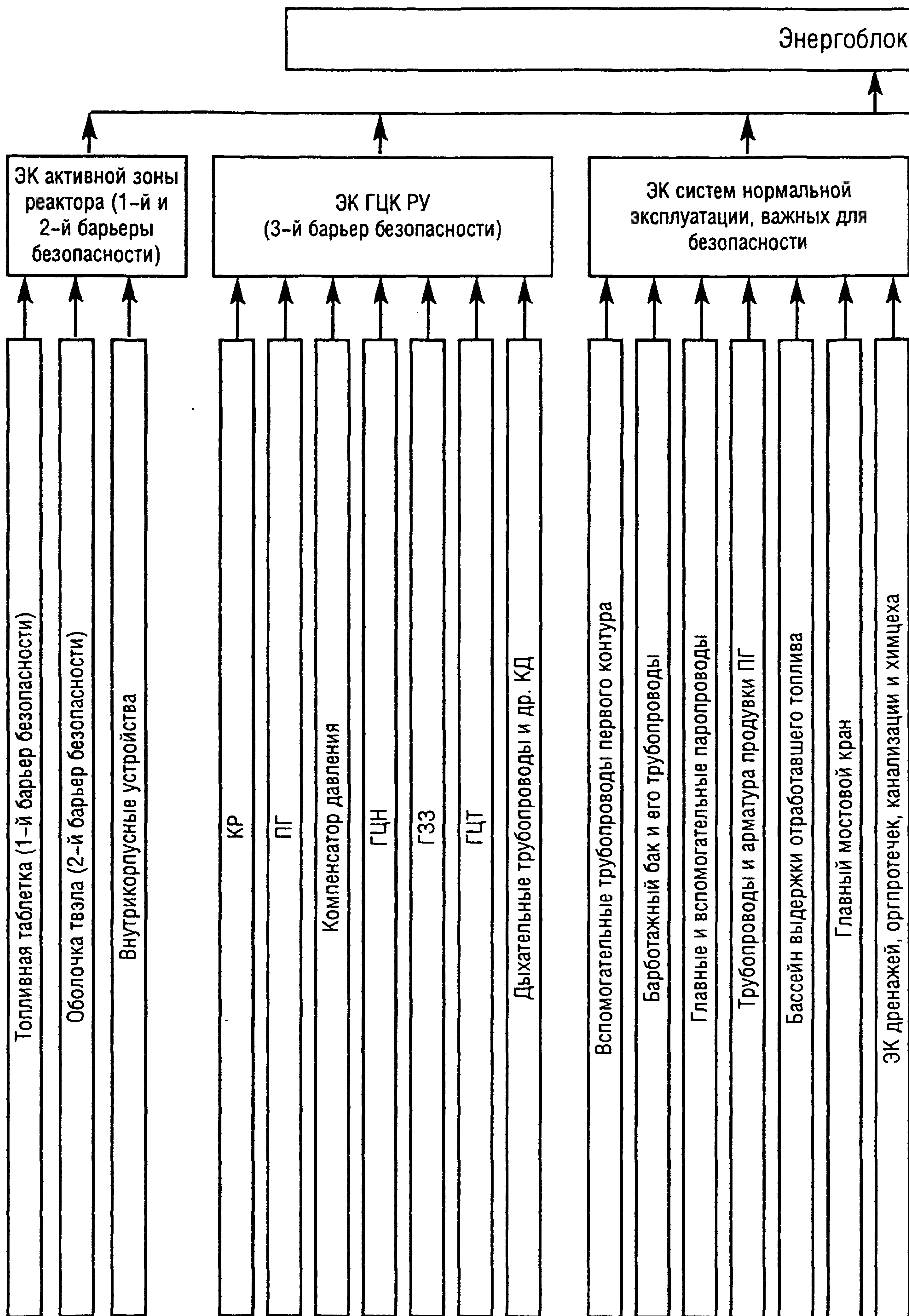
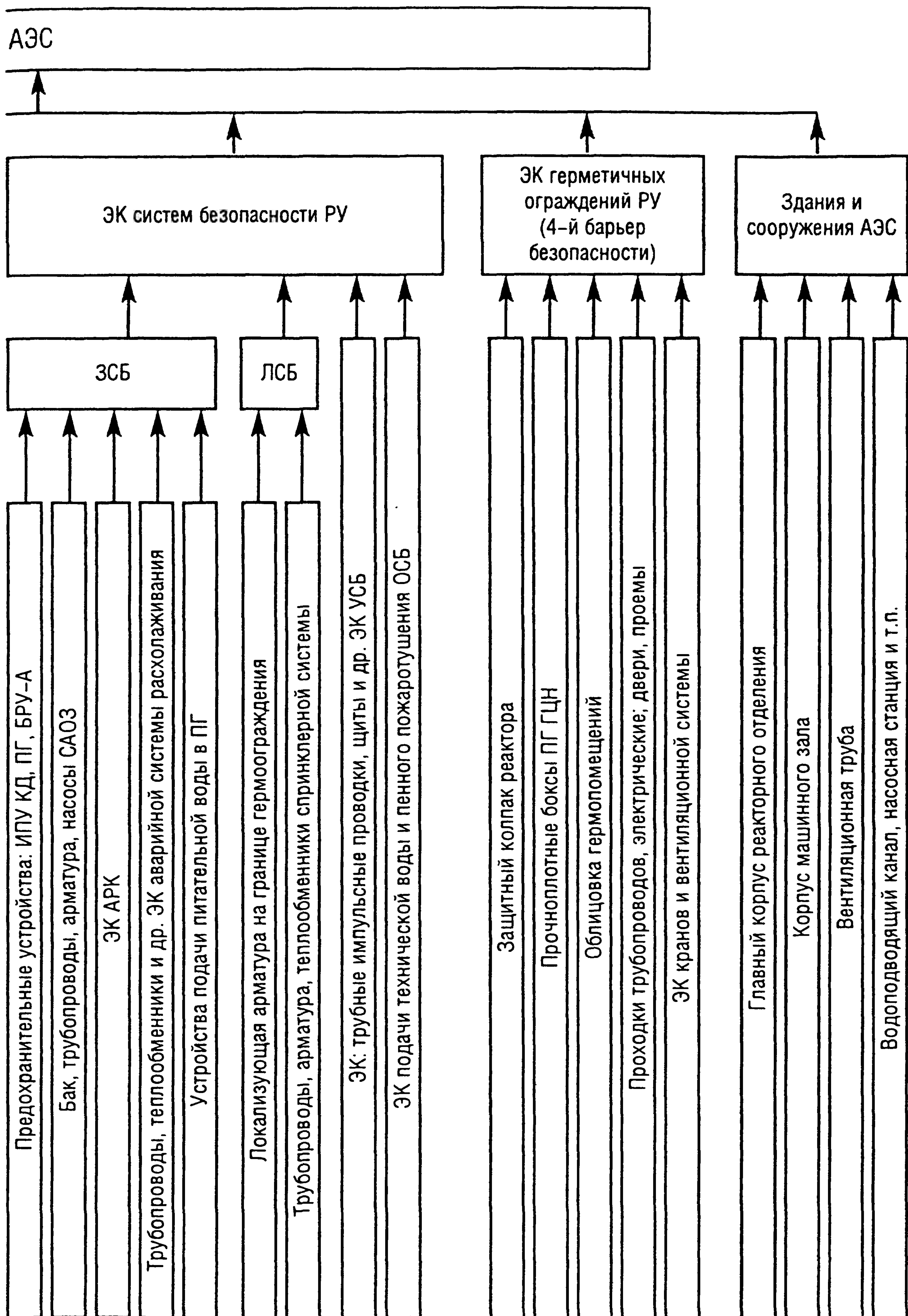


Рис. 1. Элементы конструкций (ЭК) энергоблока АЭС с РУ типа ВВЭР-440:
пасности; ЛСБ — локализующие СБ; УСБ — управляющие СБ; ОСБ — обеспечи-



(САОЗ — система аварийного охлаждения зоны; ЗСБ — защитные системы безо-вающие СБ; твэл — тепловыделяющий элемент)

$R_{P0,2}/1,5$ или $R_m/2,6$) показан на диаграмме деформирования образца при испытаниях на растяжение (рис. 2).

В соответствии с технологией ресурсного проектирования, принятой в ядерной энергетике, ресурс эксплуатации на назначенный срок эксплуатации (30 лет для энергоблока) обосновывается с не менее чем 10-кратным запасом. При этом в силу малой напряженности (малая напряженность сосудов и трубопроводов АЭС сочетается с высокой их нагруженностью. связанной с большим запасом упругой энергии теплоносителя, в связи с чем разрушение сосудов и трубопроводов имеет, как правило, всегда взрывной характер, вне зависимости от того, происходит оно по хрупкому или вязкому механизму) и трудностям в реализации принципа равнопрочности запасы по ресурсу для подавляющего большинства элементов сосудов и трубопроводов составляют во много раз большие значения, достигая 100-кратных и больших величин.

Однако, несмотря на большие запасы прочности, фактический ресурс большинства сосудов и трубопроводов существенно меньше проектного. Поток отказов сосудов и трубопроводов АЭС становится выше нуля с момента пуско-наладочных работ и остается таковым в течение практически всего назначенного срока службы.

Недостатки методов и технологий обеспечения проектного ресурса эксплуатации потребовали дополнительных мероприятий по обеспечению проектного ресурса на этапе эксплуатации. Система этих мероприятий, по существу, складывалась стихийно и в настоящее время не имеет ни единой организационной формы, ни общепринятой единой методологии и научного обеспечения. Именно этим можно объяснить получившие распространение попытки представить проблему остаточного ресурса эксплуатации как новую и до сих пор не разработанную. Это обстоятельство, а также исчерпание назначенного срока службы отдельными блоками (табл. 1) привлекли к проблеме ресурса эксплуатации внимание большого числа специалистов. Аналогичная ситуация складывалась также и за рубежом, где в ряде стран были разработаны специальные программы, направленные на продление срока службы АЭС (табл. 2).

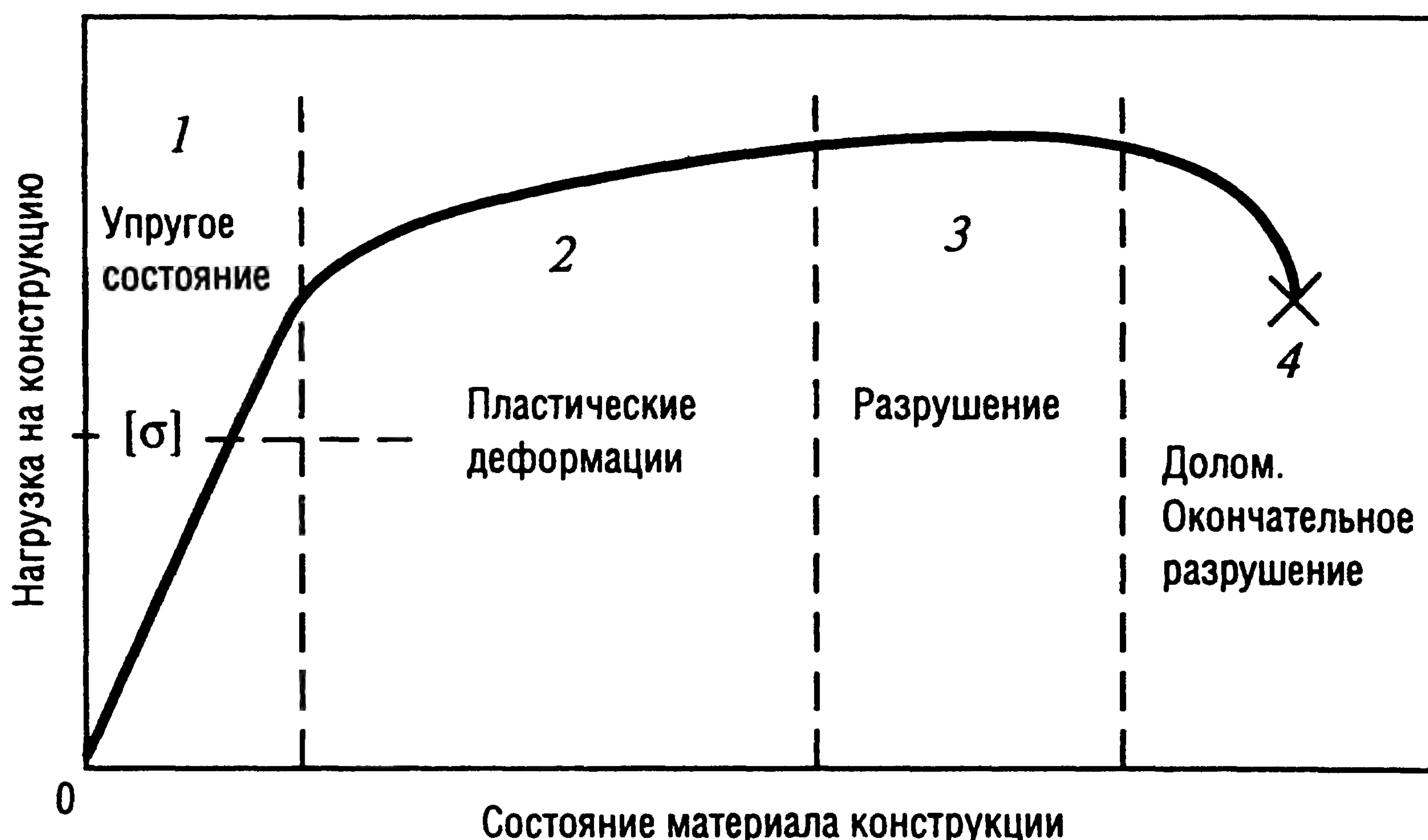


Рис. 2. Диаграмма деформирования металла при испытаниях на растяжение (как частный случай нагружения конструкции): область напряжений от 0 до [σ] — разрешенная область средних по сечению конструкции напряжений

Как уже отмечалось, указанные программы, а также некоторые публикации по проблеме ресурса эксплуатации имеют серьезные недостатки, главные из которых состоят в том, что: во-первых, пытаются применять методы решения проблемы, которые используют во время конструирования, что допустимо лишь частично; во-вторых, пытаются реализовать чрезмерно обобщенные, в том числе формально-математические подходы, сложившиеся в теории надежности радиоэлектронных систем; в-третьих, предлагают изучение проблемы ресурса в академической постановке, что в отрыве от практики может привести решение проблемы в тупик; в-четвертых, недостаточно учитывается (а порой и вовсе игнорируется) накопленный в эксплуатации опыт решения ресурсных задач; в-пятых, отсутствует четкое понимание того, что проблему ресурса эксплуатации необходимо решать в комплексе с проблемой повышения безопасности АЭС, уровень которой по некоторым оценкам [1] (табл. 3) на 3—4 порядка ниже требуемого общественностью и нормативными документами.

По-видимому, для эксплуатирующих АЭС организаций наиболее быстрый и эффективный путь решения ресурсных задач (в том числе и задачи продления срока службы за пределы назна-

Таблица 1. **Атомные электростанции России**

АЭС	Номер энерго-блока	Реакторная установка	Мощ-ность, МВт	Дата начала и окончания эксплуатации		Уровень безопасности энергоблока (поколение РУ)
Балаковская	I	ВВЭР-1000/320	1000	1985	2015	3
	II	ВВЭР-1000/320	1000	1987	2017	3
	III	ВВЭР-1000/320	1000	1988	2018	3
	IV	ВВЭР-1000/320	1000	1993	2023	3
Белоярская	I	АМБ-100	100	1963	1981*	1
	II	АМБ-200	200	1967	1987*	1
	III	БН-600	600	1980	2010	1 + 2
Билибинская	I	ЭГП-6	12	1974	2004	1
	II	ЭГП-6	12	1974	2004	1
	III	ЭГП-6	12	1975	2005	1
	IV	ЭГП-6	12	1976	2006	1
Калининская	I	ВВЭР-1000	1000	1984	2014	2
	II	ВВЭР-1000	1000	1986	2016	2
Кольская	I	ВВЭР-440/230	440	1973	2003	1
	II	ВВЭР-440/230	440	1974	2004	1
	III	ВВЭР-440/213	440	1981	2011	2
	IV	ВВЭР-440/213	440	1984	2014	2
Курская	I	РБМК-1000	1000	1976	2006	1
	II	РБМК-1000	1000	1978	2008	1
	III	РБМК-1000	1000	1983	2013	2
	IV	РБМК-1000	1000	1985	2015	2
Ленинград-ская	I	РБМК-1000	1000	1973	2003	1
	II	РБМК-1000	1000	1975	2005	1
	III	РБМК-1000	1000	1979	2009	2
	IV	РБМК-1000	1000	1981	2081	2
Нововоро-нежская	I	ВВЭР-210/13-1	210	1964	1984*	1
	II	ВВЭР-360/3М	360	1970	1990*	1
	III	ВВЭР-440/179	440	1971	2001	1
	IV	ВВЭР-440/179	440	1972	2002	1
Смоленская	I	РБМК-1000	1000	1982	2012	2
	II	РБМК-1000	1000	1985	2015	2
	III	РБМК-1000	1000	1990	2020	3
Ростовская	I	ВВЭР-1000	1000	2001	2031	3

* Год вывода из эксплуатации.

Таблица 2. **Некоторые программы по продлению срока службы конструкций АЭС**

Программа	Страна	Источник
Продление ресурса эксплуатации АЭС	США	**Baron K.J.** ASME,s role in codes and standards development for plant life extension// Mach. Eng. 1988. Vol. 100, N7. P.106—109.
Срок службы — старение АЭС	Франция	**Combes J., Noel R.** Lifetime of nuclear power plants: an economic challenge. Framatome, Symp. 18 October, 1989.
Программа обеспечения гарантированного срока эксплуатации АЭС	Канада	**Chadhe J.A., Pachner J.** Canadian Programs on understanding and managing ageing degradation of nuclear power plant components. Canadian Nuclear Soc. Conf., Ottawa, Canada. June 4—7, 1989.
Старение АЭС и продление срока эксплуатации	МАГАТЭ	IAEA Consultants Report on the meeting on nuclear power plant ageing and life management // IAEA, Vienna, August, 1989.

Таблица 3. **Вероятность крупных аварий на различных объектах техники**

Объект	Вероятность, 1/год	
	Требуемая	Реальная
Реакторы, активная зона	10^{-7}	$2 \cdot 10^{-3}$
Реакторы, первый контур	10^{-6}	$5 \cdot 10^{-3}$
Ракетно-космические системы	10^{-3}	$5 \cdot 10^{-2}$
Турбогенераторы	10^{-4}	$3 \cdot 10^{-3}$
Летательные аппараты	10^{-4}	$5 \cdot 10^{-3}$
Трубопроводы (по 1000 км)	$2 \cdot 10^{-3}$	10^{-2}

ченного) должен состоять в следующем:

1) максимально обобщить накопленный в эксплуатации опыт решения ресурсных задач, тем самым создав основу для более эффективного применения уже хорошо опробованных подходов, а при необходимости совершенствования имеющихся методов, технологий, технических средств и нормативных документов;

2) отдавая полный отчет в том, что существующая практика ресурсного проектирования (включая методологию, методы и технологию) принципиально не обеспечивает необходимый уровень ресурсоспособности, надежности и безопасности эксплуата-

ции сосудов и трубопроводов, тем не менее, максимально использовать положительные достижения, накопленные в конструкторских и материаловедческих технологических организациях, в том числе и на заводах-изготовителях;

3) рассматривать проблему ресурсоспособности сосудов и трубопроводов как часть проблемы повышения надежности и безопасности АЭС.

Успешное продвижение в указанных направлениях возможно только на основе методологии системного подхода [2, 3 и др.], с позиций которой и сделана попытка обобщить опыт эксплуатации в настоящей монографии в части решения ресурсных задач на АЭС.

Глава 1
ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ ОБОСНОВАНИЯ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАЗНАЧЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ НА ЭТАПАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ИЗГОТОВЛЕНИЯ

1.1. Технология ресурсного проектирования

Сложившаяся в настоящее время в различных отраслях техники технология проектно-конструкторских работ, при которой обеспечивается не только прочность конструкций при однократных статических нагрузках, но и предстоящий ресурс эксплуатации, получила название технология ресурсного проектирования (в дальнейшем для краткости ТРП). ТРП начала закладываться в конце XIX — начале XX вв. в связи с систематическими крупными авариями на железнодорожном транспорте из-за поломок осей вагонов, однако в современной форме сложилась к середине нашего века под влиянием нужд авиации, тяжелого энергомашиностроения и транспорта.

В самом общем виде ТРП состоит из следующих этапов [4—6 и др.]:

1) определение условий эксплуатации проектируемой конструкции;

2) определение назначенного срока службы;

3) определение формы и базовых габаритных размеров конструкции;

4) выбор материала конструкции и определение принципиальных параметров технологии изготовления;

5) определение критериев прочности и основных процессов повреждения конструкции в эксплуатации;

6) определение характеристик назначенного ресурса;

7) выбор и обоснование основных размеров конструкции;

8) уточнение геометрических размеров конструкции по результатам обоснования назначенного ресурса эксплуатации;

9) окончательное обоснование назначенного ресурса эксплуатации на период, определенный назначенным сроком службы.

Рассмотрим краткое содержание перечисленных этапов при проектировании РУ.

Этап 1. Условия эксплуатации определяют по результатам расчетов теплогидравлических и физических процессов, при необходимости экспериментально на стендах, а также по результатам анализа условий эксплуатации прототипов.

Этап 2. Срок эксплуатации (назначенный срок службы) РУ определяют с учетом темпов технического прогресса в отрасли, темпов морального старения, экономических, политических, экологических и других соображений, как правило, не связанных с технологией обоснования ресурса.

Этап 3. При выборе формы и размеров конструкции учитывают необходимость ее функционирования, возможности ее изготовления (технологичность) и транспортирования, необходимость обеспечения надежности, контролепригодности и ремонтопригодности.

Этап 4. Главными критериями при выборе материалов являются его физико-механические свойства, которые должны обеспечить прочность конструкции на весь период эксплуатации и ее технологичность. Технологичность материала предполагает возможность изготовления конструкции на металлургических, машиностроительных заводах и обеспечение ее монтажа (как правило, с применением сварки, а возможно и термообработки), поэтому вопрос о выборе материала решается конструктором с привлечением головной материаловедческой организации (ГМО). ГМО специализируются на технологиях металлургии, обработки металлов давлением, термообработки, сварки, обработки металлов резанием, а также на технологиях контроля качества продукции как в процессе изготовления (пооперационный контроль), так и на стадии выходного контроля. Кроме того, ГМО может выполнять частично или полностью аттестационные ис-

пытания материала. Именно по результатам аттестационных испытаний судят о возможности применения данного материала в данной конструкции. При аттестационных испытаниях должны быть определены следующие характеристики [5]:

1. Химический состав материала.

2. Вид и способ получения полуфабриката.

3. Предельная температура, до которой разрешается использовать материал.

4. Рабочие среды, в которых разрешается использовать материал.

5. Термическая обработка.

6. Предельно допустимый флюенс нейтронов [если материал предназначается для работы в условиях нейтронного облучения при флюенсе $F \geq 10^{22}$ нейтр./м^2 ($E \geq 0{,}5$ МэВ)], а также флюенс нейтронов и температура при испытаниях.

7. Сертификатные данные на полуфабрикаты, использованные при испытаниях, номера плавок.

8. Схема вырезки образцов из полуфабрикатов.

9. Перечень стандартов и/или технических условий на полуфабрикаты.

10. Назначение материала.

11. Для сварных и наплавочных материалов должны быть представлены следующие сведения:

способ сварки;

сочетание сварочных (наплавочных) и основных материалов (по их маркам);

химический состав наплавленного металла (металла шва) с указанием пределов содержания элементов и вредных примесей;

необходимость и режимы предварительного и сопутствующего подогрева;

необходимость, вид и режимы термической обработки сварных соединений и наплавленных изделий;

предельно допустимый флюенс нейтронов [если материал предназначается для работы в условиях нейтронного облучения при флюенсе $F \geq 10^{22}$ нейтр./м^2 ($E \geq 0{,}5$ МэВ)], а также флюенс нейтронов и температура при испытаниях.

12. Для материалов, предназначающихся для работы в контакте с жидкометаллическим теплоносителем, должны быть пред-

ставлены данные, характеризующие склонность материалов к обезуглероживанию и локальным разрушениям.

13. Для основного металла и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены гарантируемые и фактически полученные при испытаниях значения предела прочности R_m; предела текучести $R_{P0,2}$; относительного удлинения A_5; относительного сужения Z.

14. Для сварного соединения должны быть представлены гарантируемые и полученные при испытаниях значения предела прочности и угла загиба.

15. Указанные выше характеристики должны быть определены в пределах температуры от 20 °С до T_{max} через каждые 50 °С, а также при температурах (T_{max}+ 25) °С и (T_{max}+ 50) °С. Угол загиба сварного соединения определяется только при температуре 20 °С.

16. Для основных материалов, наплавленного металла (металла шва) и сварных соединений, антикоррозионной наплавки, предназначенных для работы в условиях нейтронного облучения, должны быть представлены данные по изменению механических свойств (кроме угла изгиба) при температурах 20 °С, 270 °С и T_{max} при предельно допустимом для рассматриваемого материала флюенсе нейтронов.

17. Для предлагаемых новых материалов должно быть подтверждено отсутствие снижения механических свойств (в условиях отсутствие нейтронного облучения) ниже гарантируемого уровня за полный ресурс эксплуатации, или должны быть представлены количественные данные, характеризующие изменение механических свойств во времени.

18. Для основного металла и наплавленного металла (металла шва) должны быть представлены полученные при испытаниях значения модуля упругости; коэффициента линейного расширения α; коэффициента теплопроводности λ; плотности.

Эти характеристики должны быть определены в пределах температур от 20 °С до T_{max} через каждые 100 °С, а также при температуре (T_{max} + 50) °С.

19. Для основного металла, металла шва и околошовной зоны должны быть определены:

температурная зависимость вязкости разрушения в диапазоне

температуры от ($T_к$ − 100) °C до ($T_к$ + 50) °C (при температурах, превышающих $T_к$, допускается представление значений K_{1c}, полученных пересчетом по критическим значениям контурного интеграла J_{1c};

критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии $T_{к0}$;

сдвиг критической температуры хрупкости вследствие температурного старения ΔT_t;

сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния циклической повреждаемости ΔT_N;

сдвиг критической температуры хрупкости вследствие влияния облучения ΔT_F.

20. Для предлагаемого нового материала должно быть подтверждено, что взаимодействие его с рабочей средой не приводит к снижению характеристик сопротивления хрупкому разрушению ниже гарантируемого в аттестационном отчете уровня, или представлены количественные данные, отражающие характер этого взаимодействия.

Представление указанных данных не требуется для не подвергающихся нейтронному облучению ($F \leq 10^{22}$ нейтр./м^2 при $E \geq$ $\geq 0{,}5$ МэВ) материалов с пределом прочности не более 590 МПа (60 кгс/мм^2) при температуре 20 °C, а также для любых материалов, защищенных со стороны рабочей среды антикоррозионным покрытием. Кроме того, это не требуется для материалов, предназначенных для изготовления изделий, не подвергающихся нейтронному облучению ($F \leq 10^{22}$ нейтр./м при $E \geq 0{,}5$ МэВ), в следующих случаях:

при толщине деталей не более 25 мм для материала с пределом текучести при температуре 20 °C до 295 МПа (30 кгс/мм^2) включительно;

при толщине деталей не более 16 мм для материала с пределом текучести при температуре 20 °C свыше 295 МПа (30 кгс/мм^2);

для материалов, изготовленных из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и цветных сплавов.

21. Сведения по длительной прочности, пластичности и ползучести представляются в тех случаях, когда максимальная температура, при которой может использоваться новый материал, превы-

шает следующие температуры (в дальнейшем обозначается $T_п$): 450 °С — для коррозионностойких сталей аустенитного класса, хромоникелевых сплавов и жаропрочных хромомолибденовых сталей; 350 °С — для углеродистых и легированных сталей (кроме жаропрочных хромомолибденовых сталей); 250 °С — для циркониевых сплавов; 20 °С — для алюминиевых и титановых сплавов.

22. Для основных материалов, их сварных соединений и антикоррозионных наплавок, предназначенных для работы при температурах ниже $T_п$, должны быть представлены кривые усталости при гарантированных значениях характеристик прочности и пластичности для основного металла и коэффициенты снижения циклической прочности сварных соединений при температурах 20 °С, T_{max}.

При представлении нового материала должно быть подтверждено отсутствие снижения циклической прочности вследствие контакта с рабочей средой, деформационного старения, наводороживания, нейтронного облучения или должны быть представлены количественные данные по учету влияния этих факторов на циклическую прочность для расчетных температур и интервала их изменений в процессе нагружения при заданных числе циклов и длительности эксплуатации. Если материал предназначен для работы в условиях, когда влияние того или иного фактора из числа перечисленных выше заведомо отсутствуют, то это должно быть специально отмечено в отчете об аттестационных испытаниях и представление соответствующих данных в этом случае не требуется.

23. При представлении новых материалов должны быть указаны:

для основного материала и его сварных соединений — значения скорости сплошной коррозии и характер сопротивления язвенной коррозии (развитие глубины язв), а также коррозии под напряжением в рабочих средах при предлагаемых режимах эксплуатации (включая стояночные режимы);

для коррозионно-стойких сталей и их сварных соединений дополнительно — подтверждение стойкости против межкристаллитной коррозии.

Этап 5. Процессы повреждения, которые принимают во внимание при проектировании конструкций РУ, следующие:

коррозия;
радиационные повреждения;
пластическая деформация;
разрушение при статическом нагружении;
усталость;
ползучесть;
износ, истирание, эрозия.

В соответствии с перечисленными процессами прочность и ресурс обосновывают по следующим критериям [4]:

1) сопротивление пластическим деформациям по всему сечению, в том числе возникновению остаточного формоизменения, делающего дальнейшую эксплуатацию невозможной:

2) сопротивление разрушению при статическом нагружении (по вязкому и хрупкому механизмам);

3) сопротивление усталости;

4) сопротивление ползучести;

5) сопротивление потере устойчивости.

Прочность и ресурс конструкции с учетом коррозионных повреждений обеспечивается с одной стороны выбором материала, с другой, коэффициентами запаса прочности и припусками к толщине стенки конструкции.

Прочность и ресурс конструкции с учетом радиационных повреждений обеспечивается учетом реальных механических (прочностных) свойств материала, которые он приобретает под действием облучения.

Так как ползучесть в металле возникает при температуре эксплуатации, превышающей температуру начала термоактивационных процессов (что характерно для отдельных элементов активной зоны реактора), а потеря устойчивости возможна только для тонкостенных оболочек под действием внешнего давления (что не типично для эксплуатации) эти виды повреждений в дальнейшем обсуждаться не будут.

После выполнения указанных работ этапа 5, а также с учетом данных этапа 2, определяют количественные характеристики назначенного ресурса (*этап 6*).

Этап 7. Основные размеры конструкции определяют с использованием критериев сопротивления конструкции пластическим

деформациям (остаточным формоизменениям) и разрушению по вязкому механизму при статическом нагружении. К полученным с учетом указанных критериев толщинам стенок прибавляют дополнительные добавки, которые учитывают возможные погрешности технологии изготовления и утонения стенки во время эксплуатации из-за коррозии.

Этап 8 является одним из важнейших в обеспечении ресурса эксплуатации. Суть его заключается в том, что геометрия конструкции дорабатывается таким образом, чтобы обеспечить ее прочность по критерию сопротивления циклическим нагрузкам, которые вызывают в металле конструкции усталость. Этап достаточно трудоемкий и требует высокого уровня профессионализма специалистов в области прочности, особенно в части определения вида и характера напряженно-деформированного состояния. Мощных вычислительных программ оказывается часто недостаточно (особенно для учета нестационарных и динамических процессов) и приходится применять экспериментальные методы с использованием стендов и моделей.

Для деталей, подвергающихся прямому воздействию излучения, имеющих склонность к хрупкому разрушению, проводят расчеты на сопротивление хрупкому разрушению с учетом всего назначенного срока эксплуатации.

Этап 9 является как бы завершением этапа 8. К этому этапу можно также отнести натурное тензо- и термометрирование, которые выполняют на головных образцах РУ в целях комплексной экспериментальной проверки как исходных данных для обоснования прочности и ресурса (теплогидравлических и других параметров), так и фактического уровня и характера напряженно-деформированного состояния.

С учетом того, что собственно продолжительность эксплуатации (ресурс) обосновывают на этапах 8 и 9, ниже рассмотрены методики, которые применяют на этих этапах.

1.2. Методика обоснования ресурса по критерию сопротивления усталости

1.2.1. Усталость металлов — основные понятия

Классический и наиболее простой метод испытаний металла на усталость — испытания цилиндрического вращающегося образца, одним концом зажатого в шпиндель испытательной машины, а с другого конца нагруженного силой P, прилагаемой через подшипник (рис. 3). Сила P обусловливает в образце изгибающий момент M с неподвижным вектором действия, но за счет вращения образца в нем возникает переменное напряжение

$$\sigma_а = M/W,$$

где W — геометрическая характеристика образца.

На диаграмме изменения напряжения σ во времени (рис. 4) можно выделить циклы нагружения, а внутри каждого цикла — максимальное напряжение цикла σ_{max}, минимальное значение цикла σ_{min}, среднее напряжение цикла $\sigma_{ср} = 0{,}5(\sigma_{max} + \sigma_{min})$, амплитуду цикла $\sigma_а = 0{,}5(\sigma_{max} - \sigma_{min})$ и размах цикла нагружения $\sigma_R = \sigma_{max} - \sigma_{min}$. Характеристики цикла (см. рис. 4) имеют следующие значения

$$\sigma_{max} = -\sigma_{min};\ \sigma_{ср} = 0;\ \ \sigma_а = \sigma_{max};\ \sigma_R = 2\sigma_а = 2\sigma_{max}.$$

Схема нагружения, изображенная на рис. 3, реализует так называемое знакопеременное симметричное нагружение.

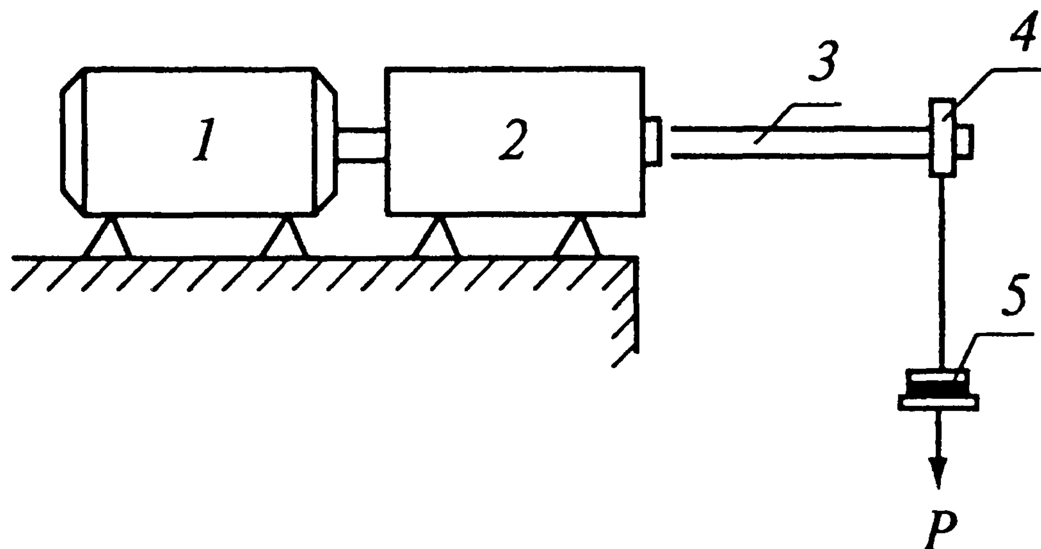


Рис. 3. Схема испытаний на усталость:
1 — электродвигатель; *2* — шпиндель; *3* — испытываемый образец цилиндрической формы; *4* — подшипник; *5* — подвешиваемый груз, создающий усилие *P*

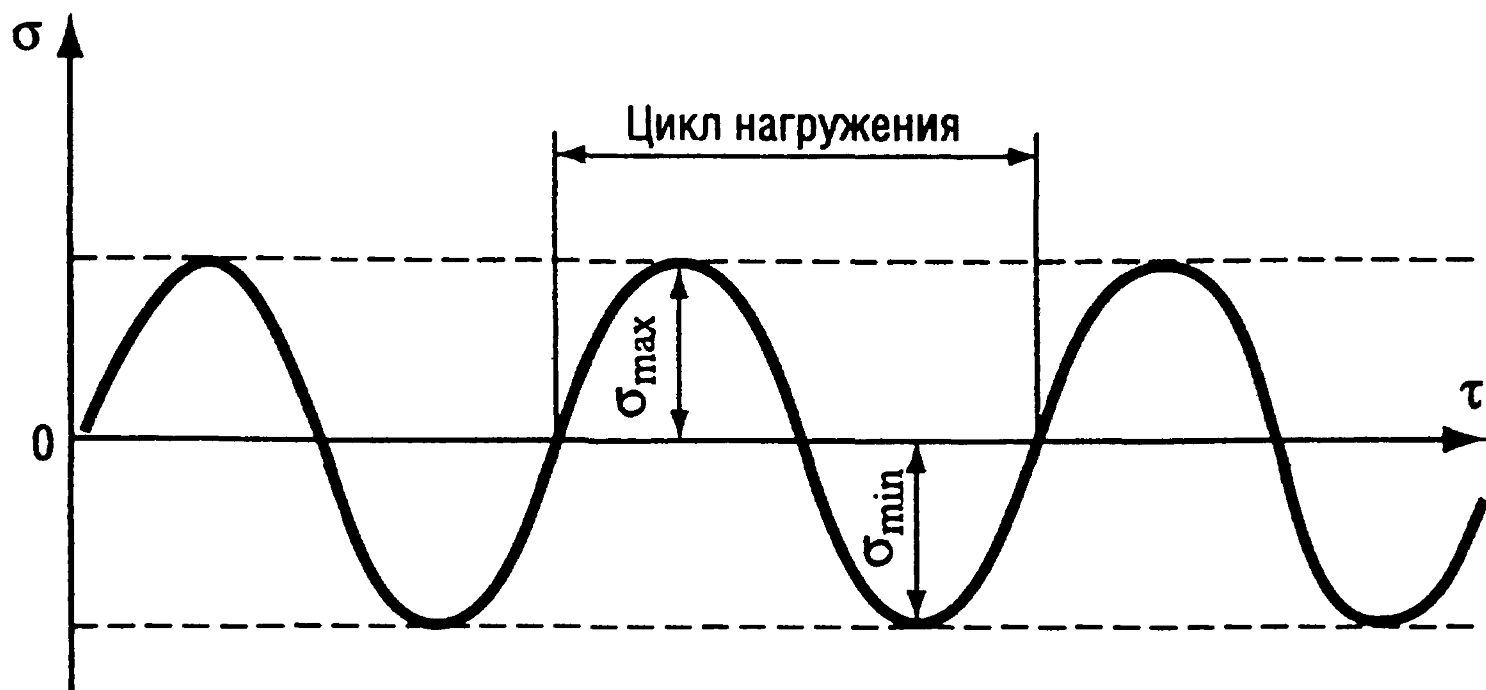


Рис. 4. Изменение напряжения σ во времени τ при схеме испытаний, изображенной на рис. 3

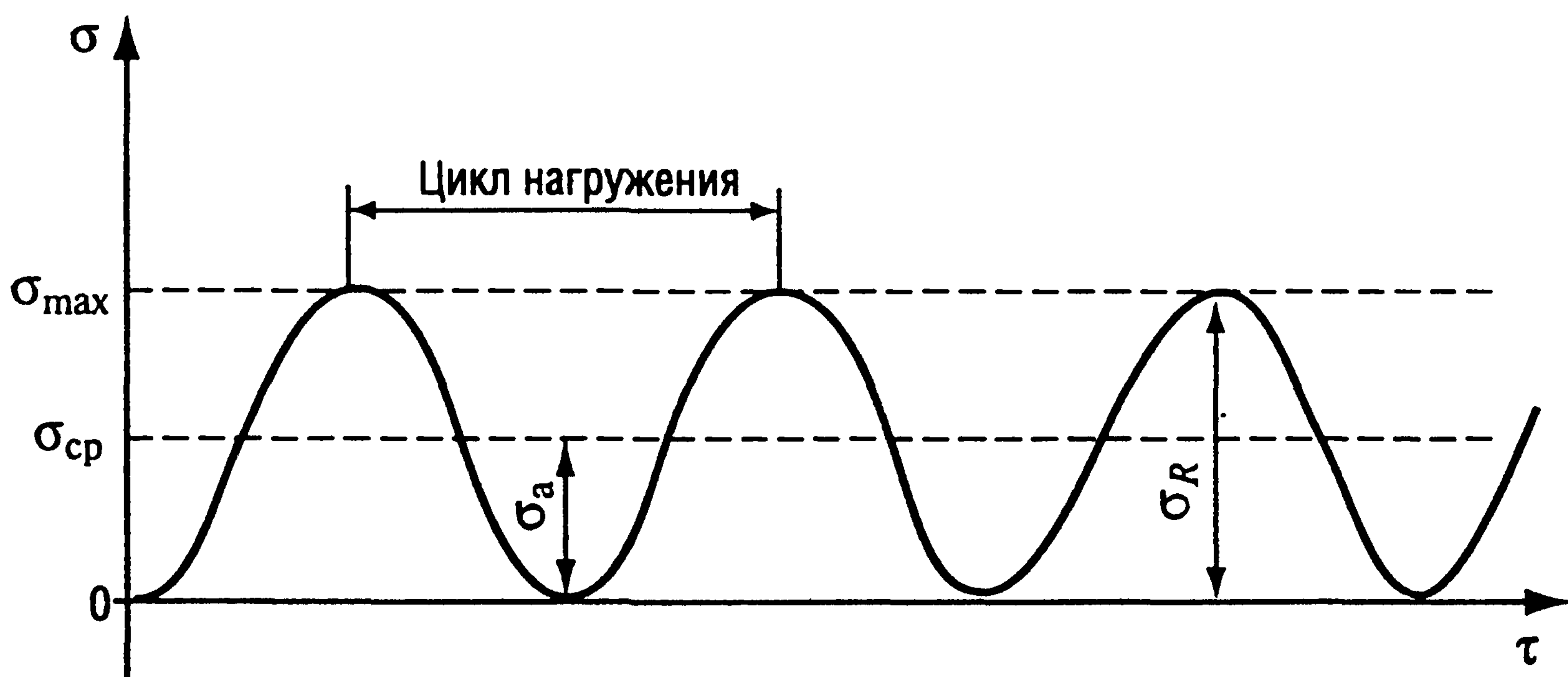


Рис. 5. Пульсирующее нагружение

Для сосудов и трубопроводов давления РУ более характерно пульсирующее (или близкое к нему) нагружение, которое описывается следующими характеристиками цикла (рис. 5):

$$\sigma_{min} = 0; \ \sigma_{max} = 2\sigma_a = \sigma_R; \ \sigma_a = \sigma_{max}/2 = \sigma_{ср}.$$

Результаты испытаний на усталость можно представить в виде кривой усталости, наносимой в координатах σ_a — $\lg N_р$, где $N_р$ — число циклов нагружения до разрушения (рис. 6). Кривая усталости (рис. 6) имеет схематически обобщенный характер. Слева по вертикали она ограничена величиной предела прочности R_m. Испытания на растяжение для определения стандартных механических свойств материала можно рассматривать как предельный случай испытаний на усталость, при котором образец разрушает-

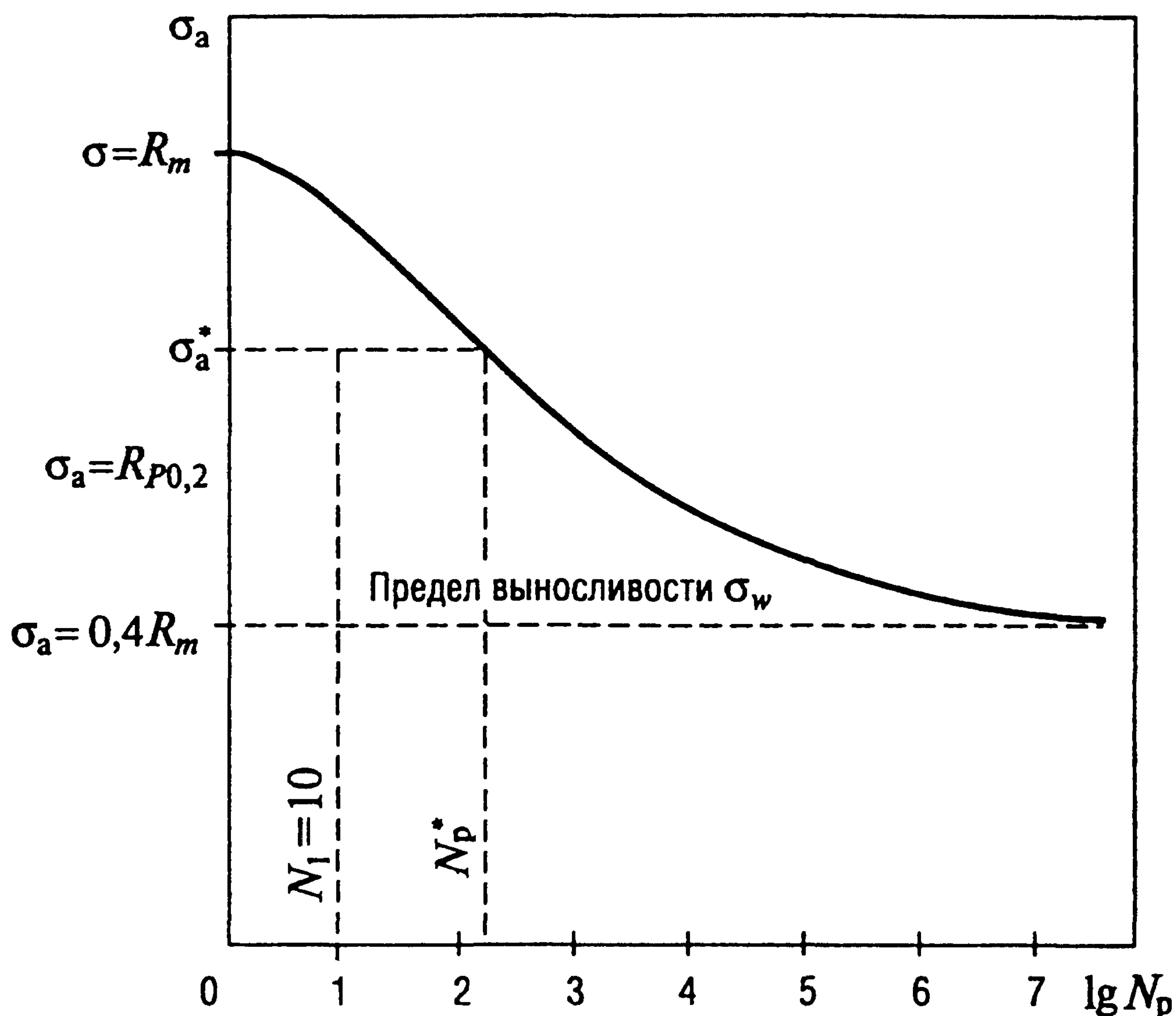


Рис. 6. Кривая усталости стали при испытаниях на воздухе

ся уже при реализации 1/2 (при пульсирующем) и 1/4 (при симметричном) цикла нагружения. Справа кривая усталости стремится к горизонтальной линии, соответствующей пределу выносливости σ_w. При амплитуде $\sigma_a = \sigma_w$ нагружение образца может продолжаться сколь угодно долго (т.е. число циклов $N_p \to \infty$). Это означает, что ресурс детали в указанных условиях не ограничен. Для большинства конструкционных сталей σ_w близок к величине $0{,}4R_m$, хотя для некоторых и может существенно отличаться.

Если амплитуда испытаний больше σ_w и равна $\sigma_a = \sigma_a^*$, то тогда число циклов нагружения до разрушения будет равно N_p^*, что означает, что ресурс ограничен числом циклов нагружения N_p^* (см. рис. 6). Если при амплитуде $\sigma_a = \sigma^*$ реализовано число циклов нагружения $N_1 < N_p^*$, например N_1 на рис. 6, то тогда говорят, что образец исчерпал свой ресурс на величину N_1/N_p^*, которая также может служить мерой усталостного повреждения образца. Если повреждение при циклическом нагружении обозначить a, тогда

$$a = N_1/N_p. \qquad (1)$$

Повреждение a является важнейшей характеристикой, так как именно оно является мерой исчерпания ресурса для подавляю-

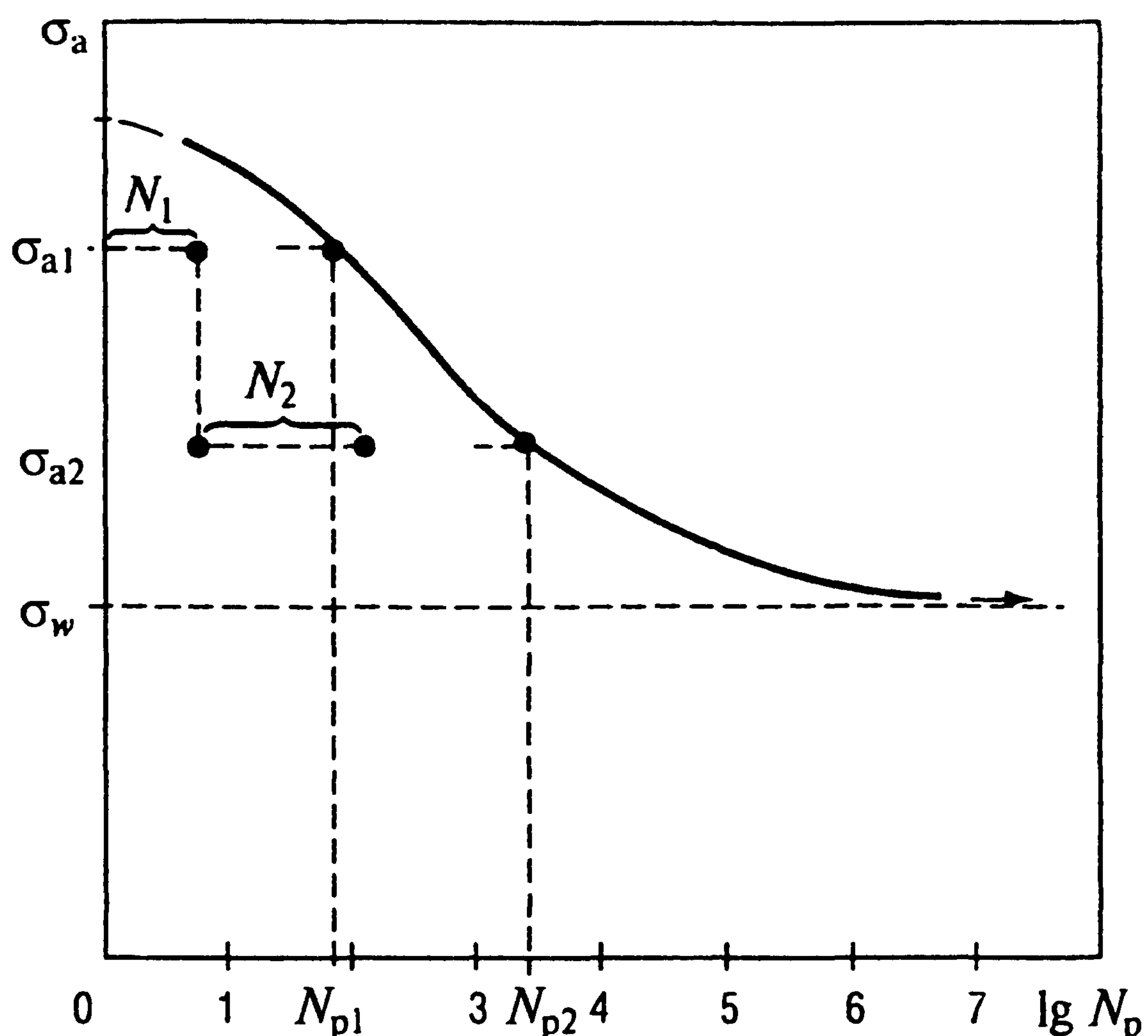


Рис. 7. Схема определения накопленного усталостного повреждения при двух режимах нагружения, характеризуемого амплитудой σ_{a1} и числом циклов нагружения N_1 (режим 1) и амплитудой σ_{a2} и числом циклов нагружения N_2 (режим 2)

щего большинства элементов конструкций реакторной установки, эксплуатируемой в проектных условиях. В случае, если эксплуатация ведется при нескольких режимах нагружения, характеризуемых разной амплитудой нагружения, например, амплитудой σ_{a1} и σ_{a2} (рис. 7), накопленное усталостное повреждение определяют по формуле:

$$a_\Sigma = a_1 + a_2 = \frac{N_1}{N_{p1}} + \frac{N_2}{N_{p2}}, \tag{2}$$

где N_1 — число циклов нагружения в режиме 1; N_2 — число циклов нагружения в режиме 2.

Если число режимов нагружения больше 2 и равно n, то в этом случае складывают повреждения, получаемые во всех режимах:

$$a_\Sigma = a_1 + a_2 + \ldots + a_n = \frac{N_1}{N_{p1}} + \frac{N_2}{N_{p2}} + \ldots + \frac{N_n}{N_{pn}}, \tag{3}$$

Суммирование повреждений производится в соответствии с так

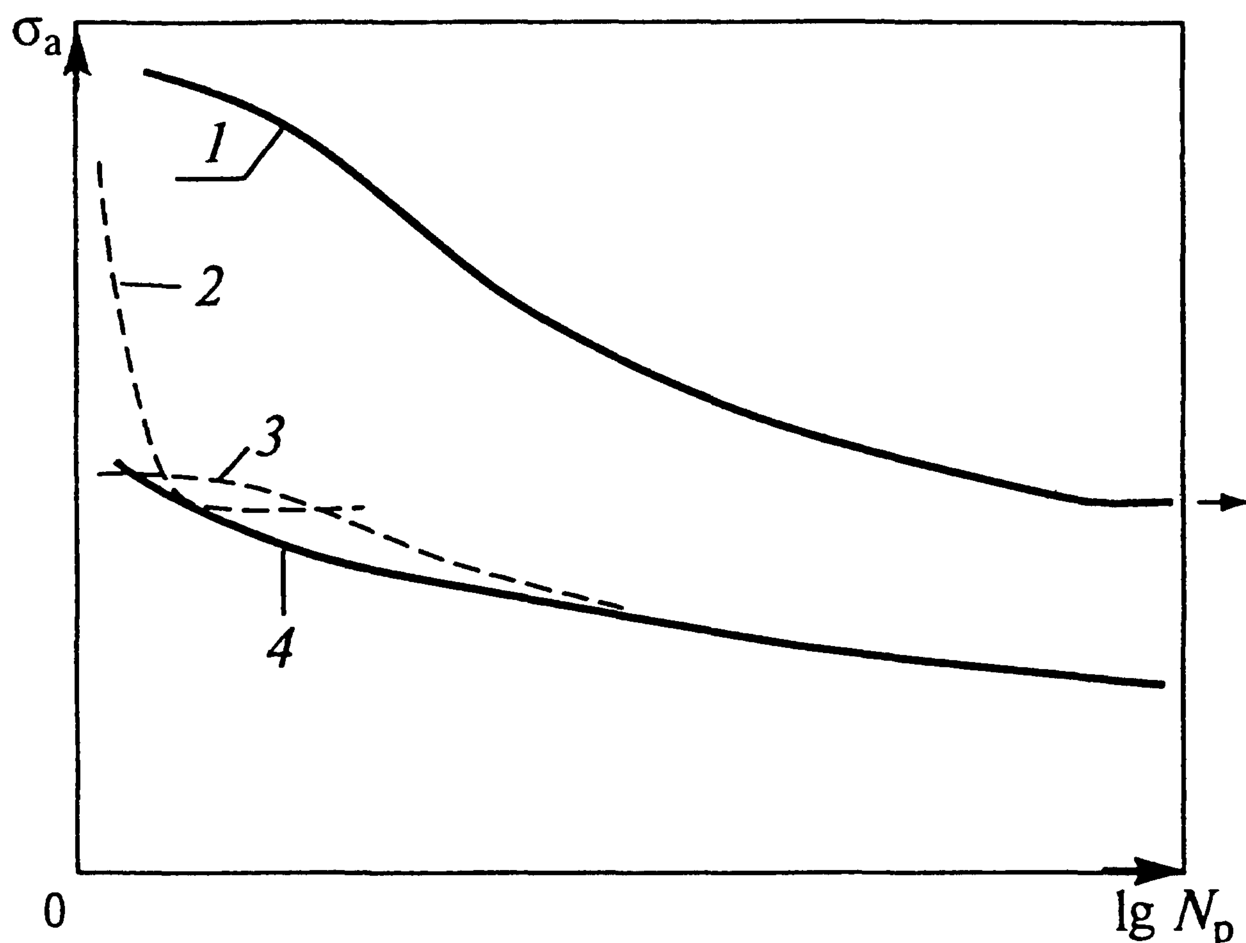


Рис. 8. Схема получения расчетной кривой усталости:
1 — исходная (экспериментальная) кривая усталости; *2* — кривая усталости, полученная только с учетом коэффициента запаса прочности по числу циклов n_N; *3* — кривая усталости, полученная только с учетом коэффициента запаса прочности по напряжениям n_σ; *4* — расчетная кривая усталости

называемой гипотезой линейного суммирования повреждений. В действительности, для многих материалов реальное накопление повреждений может существенно отличаться от линейного закона как в консервативную, так и в неконсервативную сторону.

В связи с этим, а также в связи с большим разбросом характеристик усталости и их чувствительности к большому числу параметров, характеризующих как состояние металла и конструкции, так и условия эксплуатации, вводятся коэффициенты запаса прочности по числу циклов нагружения n_N и по амплитуде нагружения n_σ [4]:

$$n_N = 10; \; n_\sigma = 2. \tag{4}$$

Кривая усталости, определенная как нижняя огибающая для двух кривых, одна из которых получена только с учетом коэффициента запаса по числу циклов n_N (рис. 8, кривая *2*), а другая — только с учетом коэффициента запаса по напряжениям n_σ (см. рис. 8, кривая *3*), называется расчетной кривой усталости (см. рис. 8, кривая *4*).

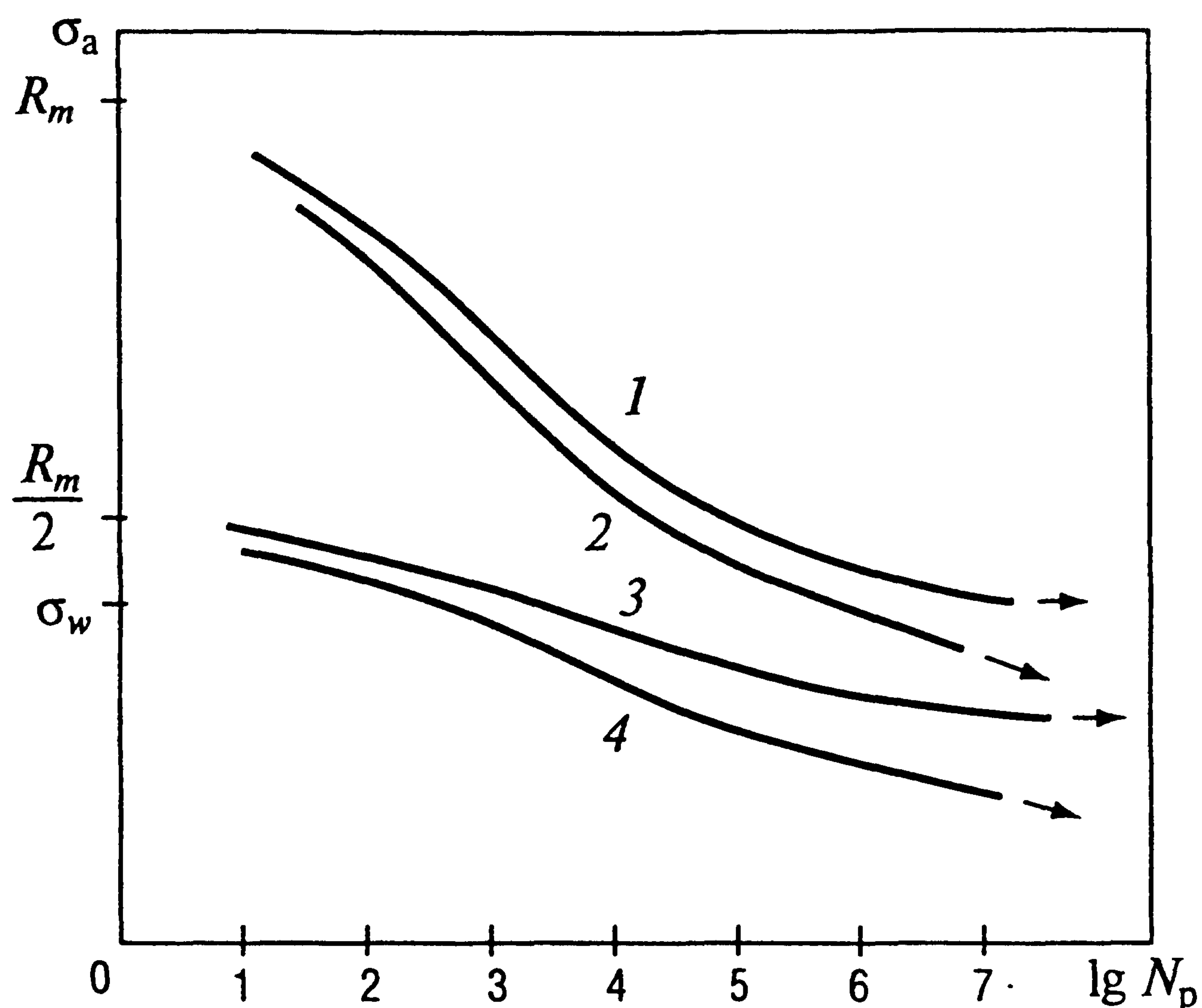


Рис. 9. Кривые усталости, полученные при симметричных (*1, 2*) и пульсирующих (*3, 4*) циклах нагружения в воздухе (*1, 3*) и коррозионно-активной среде (*2, 4*)

На характеристики усталости металла влияет, как уже отмечалось, большое число факторов. Один из важных — характер цикла нагружения. Выше были рассмотрены два типа цикла нагружения: знакопеременный симметричный и пульсирующий (см. рис. 4, 5). Влияние типа цикла нагружения и среды испытания (воздух или коррозионно-активная среда) показано на рис. 9. Из рис. 9 следует, что влияние среды испытания увеличивается с ростом числа циклов нагружения до разрушения. При этом стали, которые при испытании на воздухе имеют предел выносливости, при испытаниях в среде его теряют (кривая усталости имеет тенденцию к снижению во всем возможном диапазоне чисел циклов нагружения). Переход от симметричного цикла нагружения к пульсирующему также приводит к снижению прочности образца (детали), однако в данном случае снижение больше в левой части диаграммы усталости. Учет влияния формы цикла (среднего напряжения цикла) очень важно, так как именно через этот параметр можно учесть остаточные напряжения от сварки, монтажные остаточные напряжения, напряжения от весовых нагрузок.

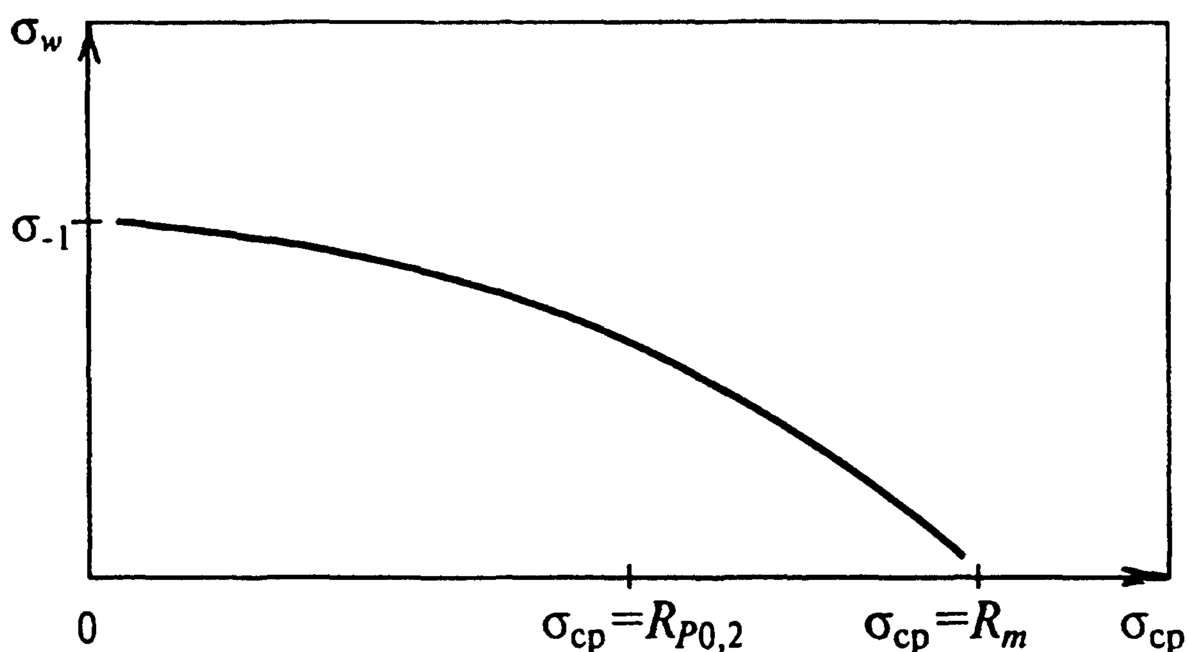


Рис. 10. Влияние среднего напряжения цикла $\sigma_{ср}$ на предел выносливости сталей σ_w

На рис. 10 изображена диаграмма, характеризующая влияние среднего напряжения цикла на предел выносливости сталей. Из диаграммы рис.10 видно, что остаточные напряжения в широком диапазоне мало влияют на предел выносливости; их влияние интенсифицируется только при очень больших величинах, приближающихся к пределу прочности R_m. В реальных условиях эксплуатации в отсутствие антикоррозионной плакировки влияние остаточных напряжений может быть велико из-за интенсификации процессов коррозионной усталости или коррозионного растрескивания.

На рис. 11 приведена расчетная кривая усталости коррозионно-стойкой аустенитной стали типа 0Х18Н10Т из «Норм прочности АЭС...» [4] (кривая *1*), экспериментальная кривая усталости этой же стали, полученная в насыщенном солевом растворе (30 г/л ионов Na и Cl, т.е. близко к океанской воде) [7] (кривая *4*) и реальная кривая усталости (кривая *2*) этой же стали в условиях эксплуатации теплообменных трубок парогенератора № 1 на II блоке БалАЭС, полученная в результате реконструкции процесса повреждения, обнаруженного в апреле 1996 г. [8]. Из рис. 11 видно, что в процессе эксплуатации создалась среда с агрессивностью, существенно превышающей не только проектное влияние котловой воды, но и агрессивность океанской воды.

По вертикальной оси на рис. 11 откладывали так называемые условно упругие напряжения, которые отличаются от реальных напряжений в конструкции только тогда, когда напряжения пре-

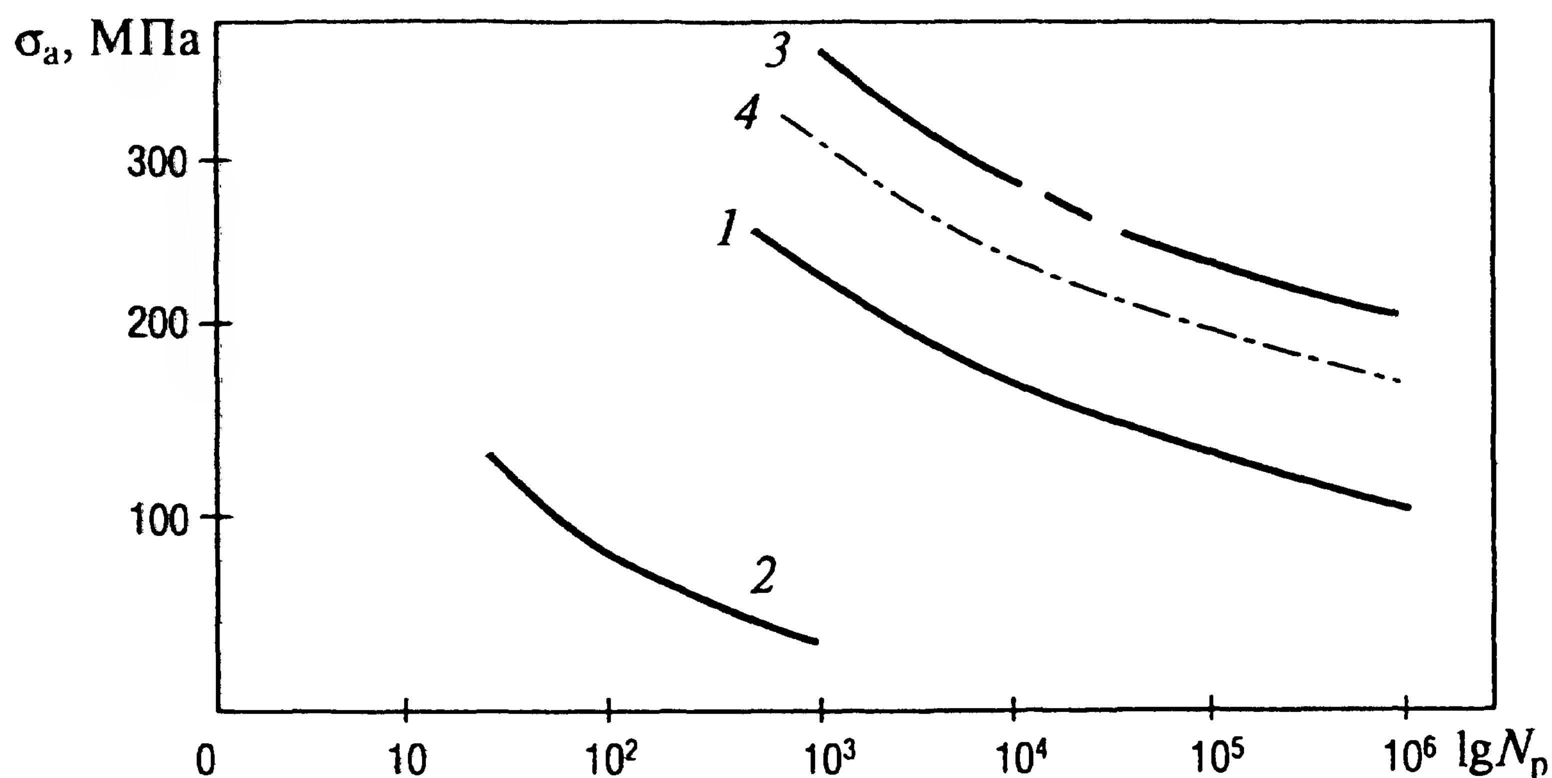


Рис. 11. Кривые усталости стали 08Х18Н10Т:

1 — нормативная кривая для температур до 450 °С [4]; *2* — кривая долговечности, определенная по факту повреждения элемента конструкции при грубом нарушении воднохимического режима [8]; *3* — результаты испытаний на воздухе; *4* — испытания в воде с содержанием Na и Cl 30 г/л [7]

вышают предел текучести $R_{p0,2}$. Условно упругие напряжения определяют по формуле:

$$\sigma_у = E\varepsilon, \qquad (5)$$

где E — модуль упругости; ε — деформация.

Достижение и превышение предела текучести в конструкции разрешается только в локальных зонах. При циклическом нагружении предел текучести материала может изменяться. В связи с этим различают стали, циклически разупрочняющиеся (предел текучести с ростом числа циклов уменьшается — рис. 12, кривая *1*), упрочняющиеся ($R_{p0,2}$ увеличивается — рис. 12, кривая *3*) и циклически стабильные ($R_{p0,2}$ не изменяется с ростом числа циклов нагружения — рис. 12, кривая *2*).

После длительного инкубационного периода (рис. 13) зарождается трещина усталости, которая плохо различима визуально (хотя она, как правило, развивается с поверхности, если нет внутреннего концентратора напряжений) и плохо выявляется инструментальными методами неразрушающего контроля. Незамеченная трещина усталости может дорасти до критического размера и привести к внезапному полному разрушению конструкции. Опасность таких разрушений особенно возрастает при больших сроках эксплуатации.

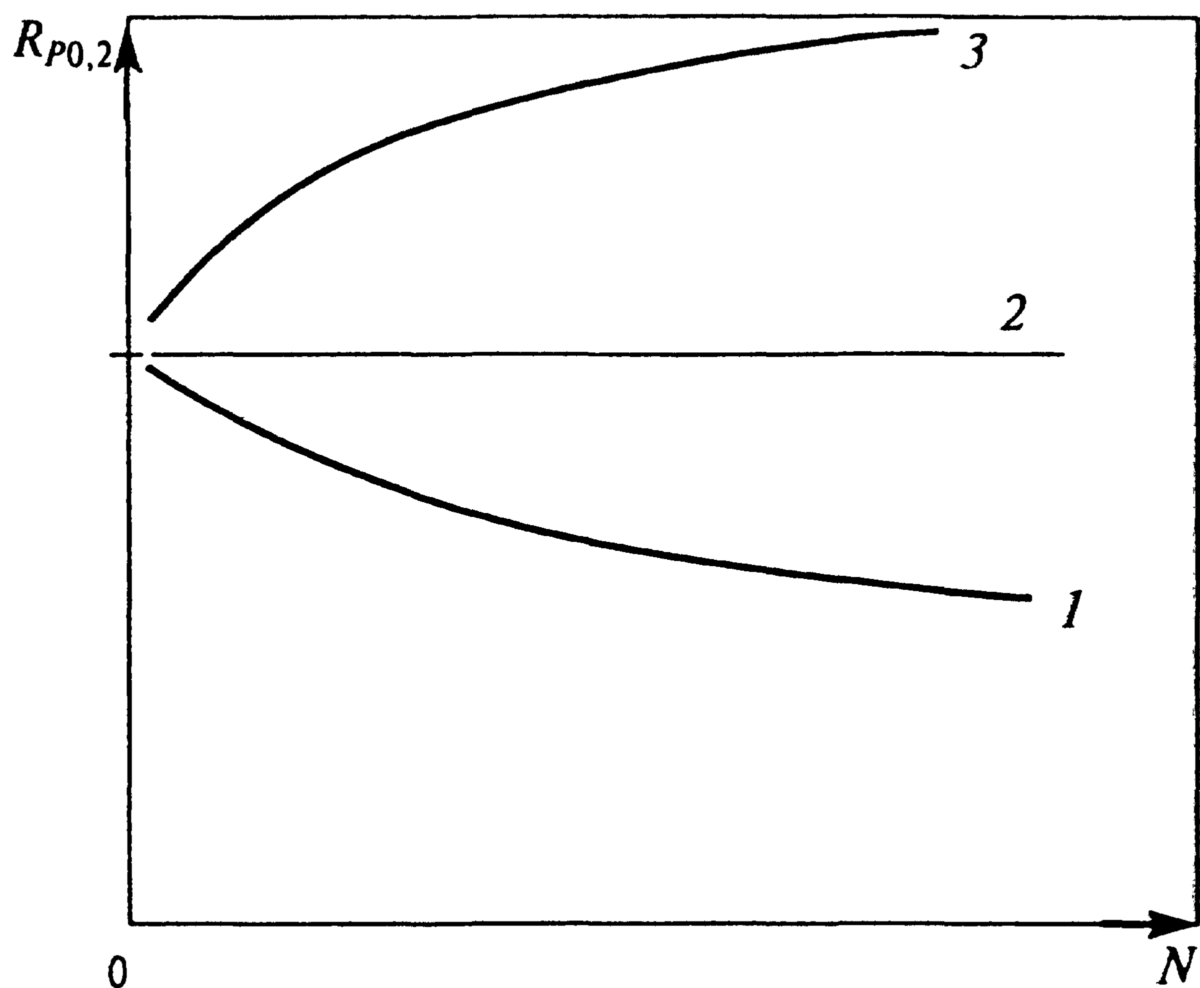


Рис. 12. Характер изменения предела текучести в процессе циклического нагружения циклически разупрочняющихся (*1*), циклически стабильных (*2*) и циклически упрочняющихся (*3*) сталей



Рис. 13. Схематическое изображение процесса усталости конструкций

1.2.2. Методика расчета конструкции на сопротивление усталости

В полном объеме методика изложена в «Нормах прочности АЭС...» [4]. Ниже дан сокращенный вариант, отражающий существо методики, достаточный для понимания дальнейшего содержания монографии, особенно гл. 5.

Расчетные кривые усталости для углеродистых и легированных сталей с $R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0,7$; $0,7 < R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0,8$ и $0,8 < R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0,9$ представлены на рис. 14—16 соответственно, а для сталей аустенитного класса — на рис. 17.

Расчетные кривые на рис. 14—17 построены с учетом максимальных значений коэффициентов запаса прочности и с учетом коэффициентов асимметрии цикла $r \le 0$. Расчетные кривые на рис. 15 и 16 построены также для различных коэффициентов концентрации напряжений K_σ.

Расчетные кривые позволяют при известных амплитудах напряжений σ_a или заданном числе циклов нагружения N быстро определить соответственно допустимые значения числа циклов нагружения $[N_0]$ и допустимые амплитуды напряжений $[\sigma_{aF}]$.

Для получения более точных оценок для сталей с соотношени-

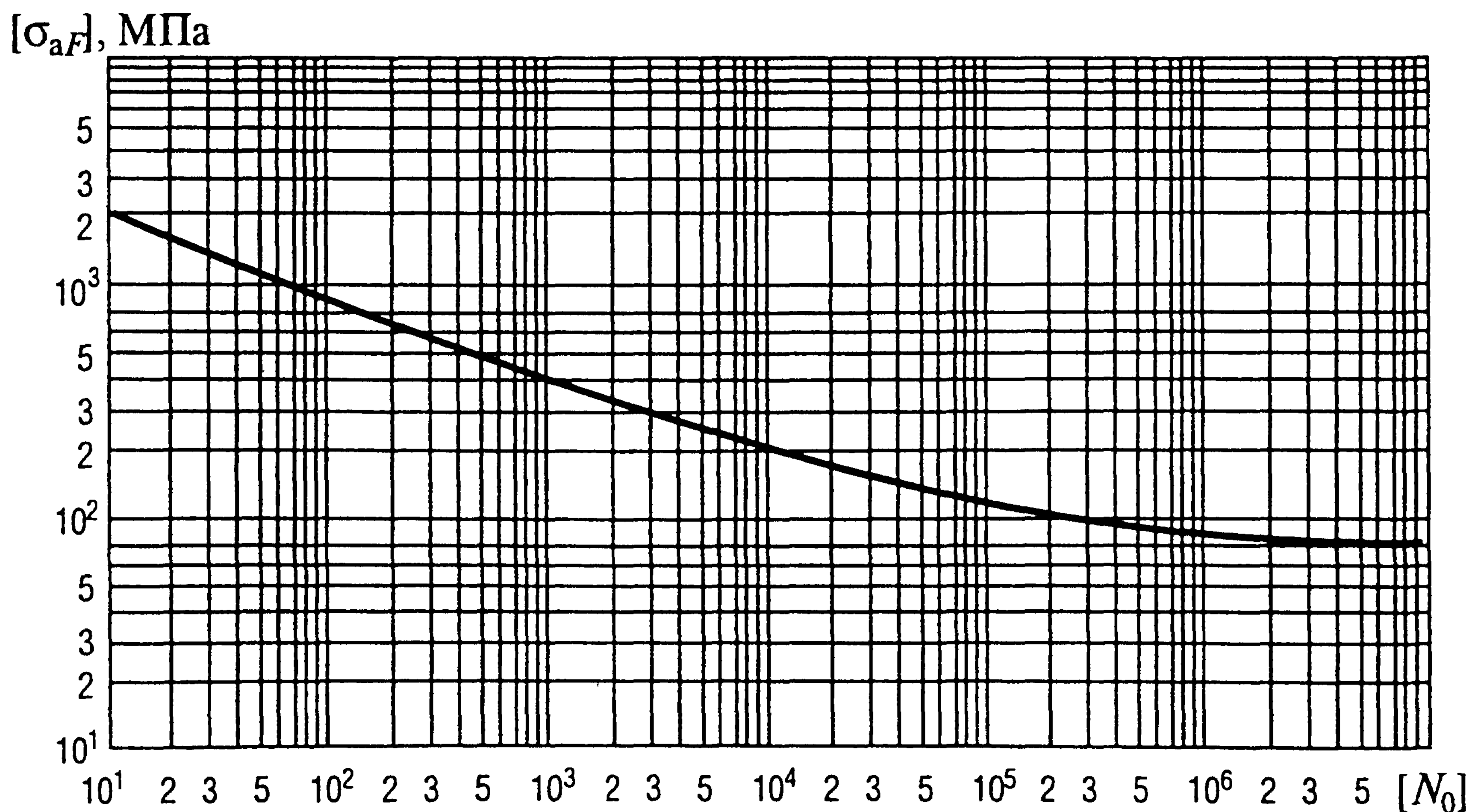


Рис. 14. Расчетная кривая усталости углеродистых и легированных сталей с $R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0,7$ до $T = 623$ К (350 °С)

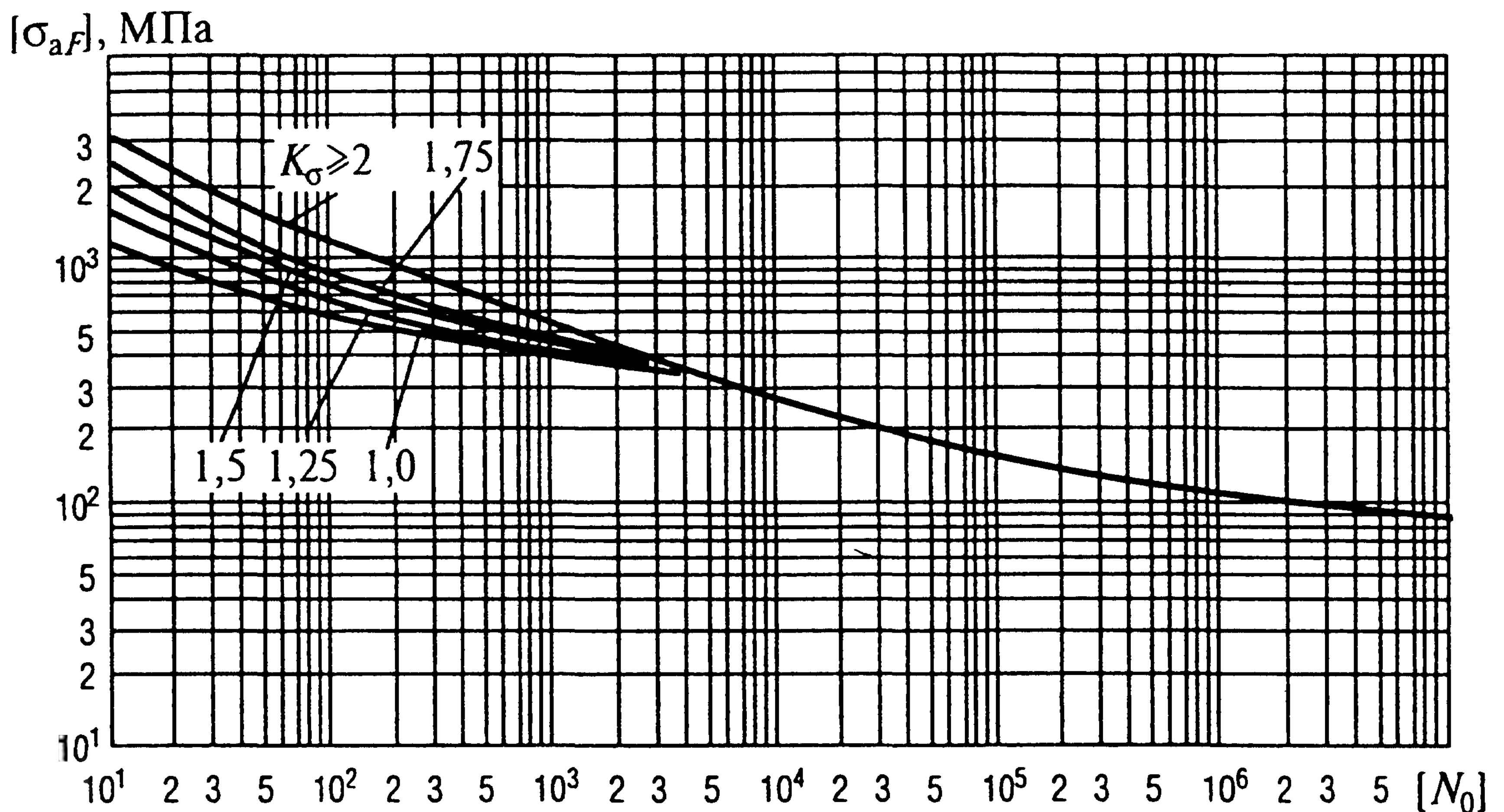


Рис. 15. Расчетная кривая усталости углеродистых и легированных сталей с $0,7 < R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0,8$ до $T = 623$ К (350 °С)

ем $R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0,7$ используют следующие формулы:

$$\left.\begin{aligned}
[\sigma_{aF}] &= \frac{E^T e_c^T}{n_\sigma \left(4[N_0]\right)^m} + \frac{R_c^T}{n_\sigma \left[\left(4[N_0]\right)^{m_c} + \dfrac{1+r}{1-r}\right]};\\
[\sigma_{aF}] &= \frac{E^T e_c^T}{\left(4 n_N [N_0]\right)^m} + \frac{R_c^T}{\left(4 n_N [N_0]\right)^{m_c} + \dfrac{1+r}{1-r}}
\end{aligned}\right\} \qquad (7)$$

(область применения до $[N_0] \le 10^{12}$) и

$$\left.\begin{aligned}
[\sigma_{aF}] &= \frac{E^T e_c^T}{n_\sigma \left(4[N_0]\right)^m} + \frac{R_{-1}^T}{n_\sigma \left[1 + \dfrac{R_{-1}^T}{R_m^T}\dfrac{1+r}{1-r}\right]};\\
[\sigma_{aF}] &= \frac{E^T e_c^T}{\left(4 n_N [N_0]\right)^m} + \frac{R_{-1}^T}{1 + \dfrac{R_{-1}^T}{R_m^T}\dfrac{1+r}{1-r}}
\end{aligned}\right\} \qquad (8)$$

(область применения до $[N_0] \le 10^6$),

где n_σ, n_N — коэффициенты запаса прочности по напряжениям и

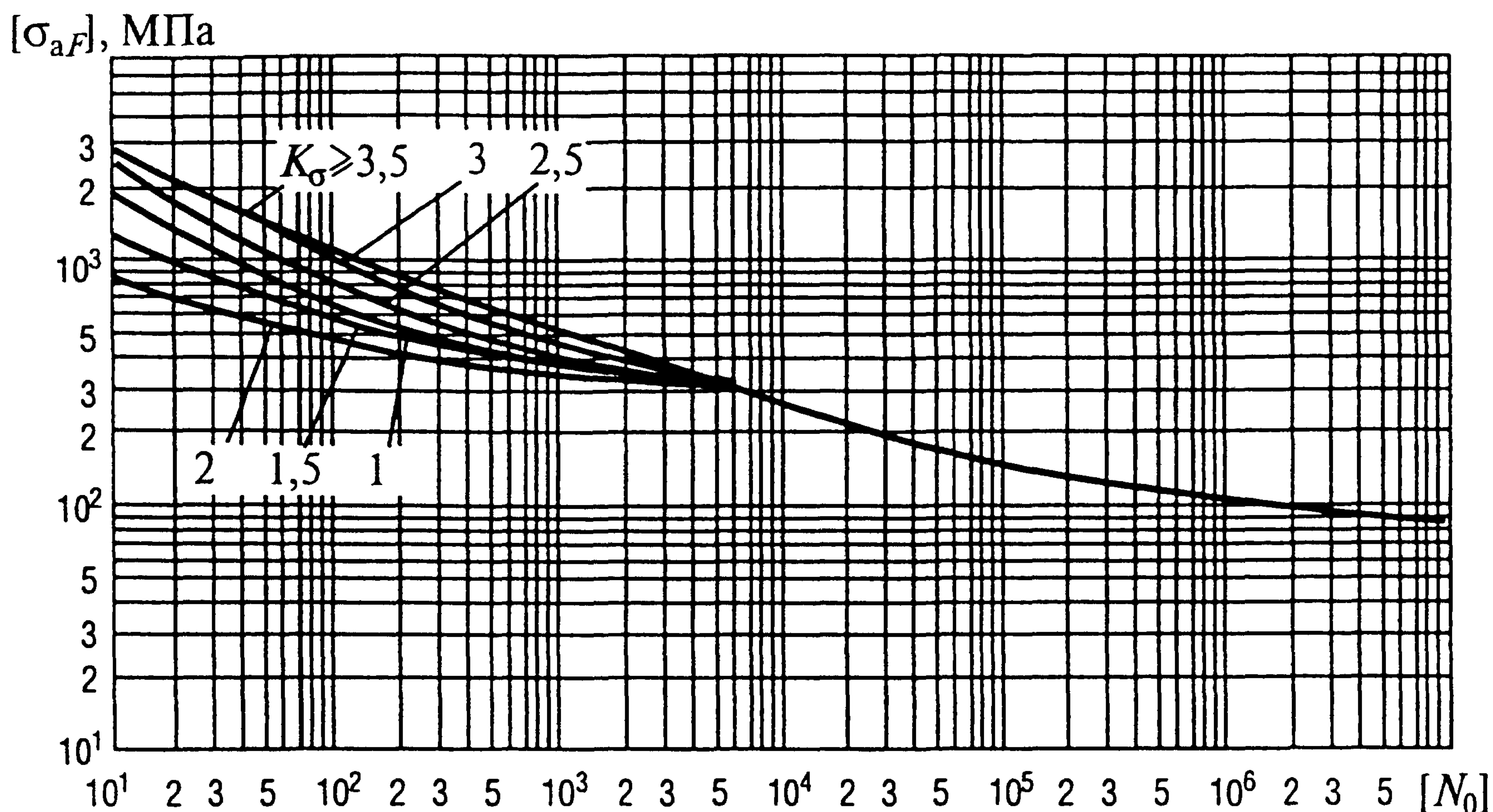


Рис. 16. Расчетная кривая усталости углеродистых и легированных сталей с $0{,}8 < R^T_{P0,2}/R^T_m \le 0{,}9$ до $T = 623$ К (350 °С)

числу циклов; m, m_e — характеристики материала; r — коэффициент асимметрии цикла напряжений; R^T_c — характеристика прочности

$$R^T_c = R^T_m \left(1 + 1{,}4 \cdot 10^{-2} Z^T\right); \tag{9}$$

где Z^T — поперечное сужение; e^T_c — характеристика пластичности, зависящая от значения Z^T_c,

$$e^T_c = 1{,}51\ \lg \frac{100}{100 - Z^T_c} - \frac{\left(\sigma^*_F\right)_{\max} - R^T_{P0,2}}{2E^T} \tag{10}$$

или при $(\sigma^*_F)_{\max} < R^T_{P0,2}$ по формуле

$$e^T_c = 1{,}51\ \lg \frac{100}{100 - Z^T_c}. \tag{11}$$

При использовании данных государственных стандартов, технических условий на материал или данных Приложения 1 Норм расчета на прочность, в которых приведены гарантированные механические характеристики, при $Z^T \le 50\%$ следует принимать

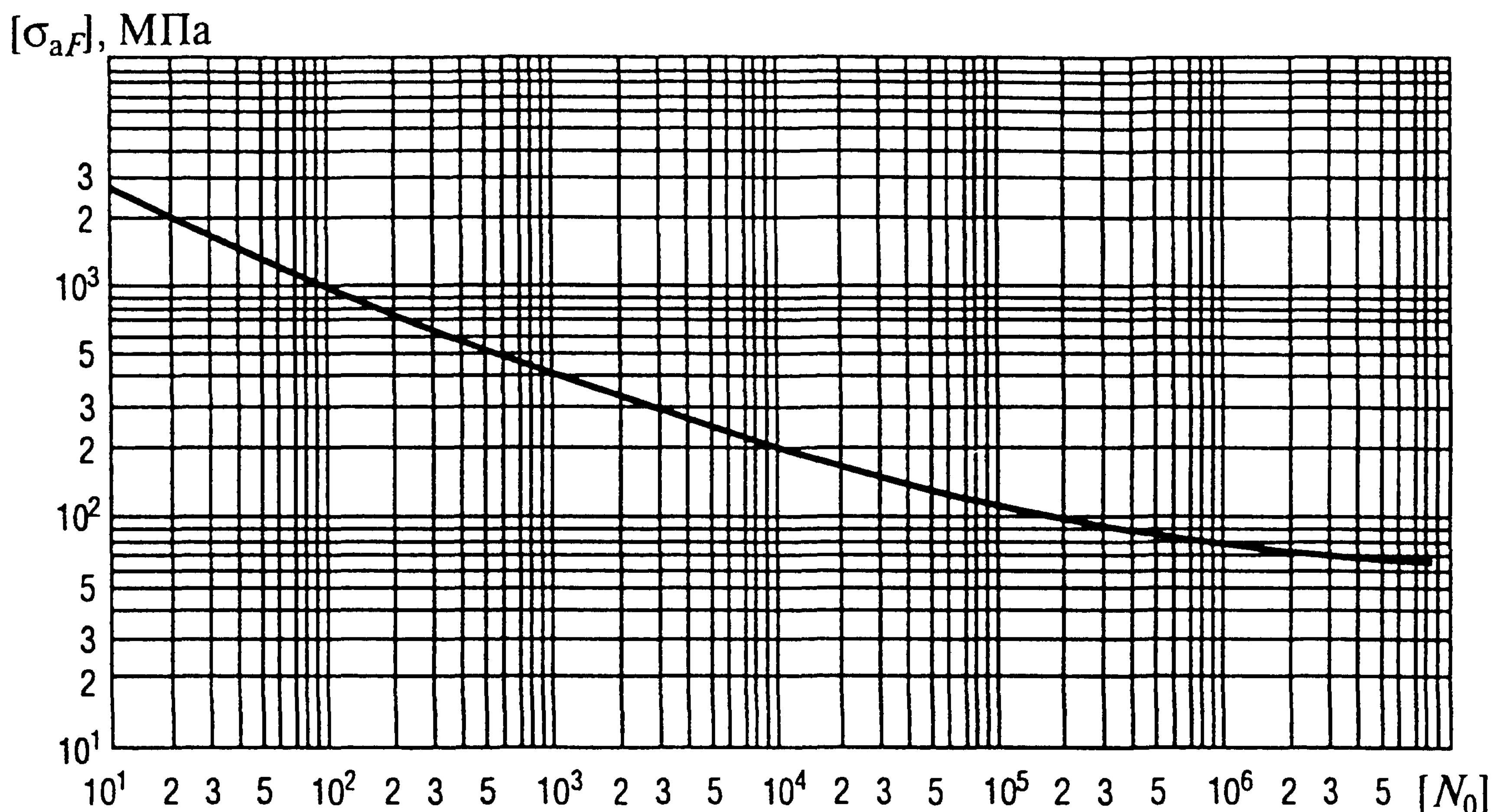


Рис. 17. Расчетная кривая усталости сталей аустенитного класса до $T = 723$ К (450 °С)

$Z_c^T = Z^T$. При $Z^T > 50\%$ следует принимать $Z_c^T = 50\%$.

Если характеристика пластичности e_c^T определяется по значению Z^T, полученному при испытании на статическое растяжение, то используются формулы

$$e_c^T = 0{,}005 Z^T - \frac{\left(\sigma_F^*\right)_{\max} - R_{P0,2}^T}{2E^T} \qquad (12)$$

при $(\sigma_F^*)_{\max} > R_{P0,2}^T$ и

$$e_c^T = 0{,}005 Z^T \text{ при } (\sigma_F^*)_{\max} \le R_{P0,2}^T. \qquad (13)$$

Характеристики E^T, Z^T, R_m^T принимают равными минимальным значениям в интервале рабочих температур с учетом старения. Коэффициент запаса прочности по напряжениям $n_\sigma = 2$, а по числу циклов $n_N = 10$.

При расчете деталей, которые нагружены только тепловыми нагрузками (например, тепловых экранов и других подобных деталей) или тепловыми и механическими нагрузками при ограничении деформации другими упругими несущими элементами (например, антикоррозионной рубашки корпуса) и разрушение которых не приводит к выходу теплоносителя за пре-

Таблица 4. **Значения показателей степени m и m_c и предела выносливости**

Параметр	$R_m^T \le 700$ МПа	$700 < R_m^T \le 1200$ МПа
R_{-1}^T (при симметричном цикле)	$0{,}4R_m^T$	$(0{,}54 - 2 \cdot 10^{-4}R_m^T)R_m^T$
m	0,5	$0{,}36 + 2 \cdot 10^{-4}R_m^T$
m_c	$0{,}132\ \lg\left[\frac{R_m^T}{R_{-1}^T}\left(1 + 1{,}4 \cdot 10^{-2} Z^T\right)\right]$	

делы несущих элементов, коэффициенты запаса прочности по напряжениям n_σ и числу циклов n_N принимают равными 1,5 и 3 соответственно.

При расчете сварных соединений с неполным проплавлением, выполненных аустенитными электродами и примененных в указанных выше деталях, коэффициенты запаса прочности $n_\sigma = 1{,}25$ и $n_N = 2{,}1$.

Показатели степени m, m_c и предел выносливости R_{-1}^T принимаются по табл. 4.

Остаточные напряжения учитывают только в том случае, если они являются растягивающими. Если конкретные значения остаточных напряжений неизвестны, допускается принимать остаточные напряжения равными пределу текучести при 20 °С. Остаточные напряжения учитывают при определении коэффициента асимметрии цикла r.

Допускаемую амплитуду напряжений для сварного соединения $[\sigma_{aF}]_s$ за исключением сварного соединения с неполным проплавлением определяют по формуле

$$[\sigma_{aF}]_s = \varphi_s[\sigma_{aF}], \qquad (14)$$

где $[\sigma_{aF}]$ — амплитуда допустимых условных упругих напряжений, определяемая по расчетной кривой усталости или соответствующей формуле для основного материала при заданном числе циклов; φ_s — коэффициент, зависящий от вида сварки, свариваемых материалов и термообработки после сварки. Для большинства сварных соединений $0{,}8 < \varphi_s < 1$.

Условие прочности при наличии различных циклических нагрузок проверяется по формуле

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{N_i}{[N_0]_i} = a \le [a_N], \qquad (15)$$

где N_i — число циклов i-го типа за время эксплуатации; k — общее число типов циклов; $[N_0]_i$ — допустимое число циклов i-го типа; a — накопленное усталостное повреждение, предельное значение которого $[a_N] = 1$.

Из двух значений $[N_0]$ или $[\sigma_{aF}]$, определенных по формулам (7) или (8), выбирают наименьшее.

Для резьбовых участков шпилек, болтов из сталей перлитного класса при температуре от 293 до 623 К (от 20 до 350 °С) используют расчетные кривые усталости (см. рис. 15, 16) или формулы (7) и (8), полученные с учетом коэффициентов запаса $n_\sigma = 1{,}5$ и $n_N = 5$.

Если при расчете прочности элемента конструкции при циклическом нагружении не обеспечиваются требуемые коэффициенты запаса прочности, то прочность оценивается на основе экспериментальных кривых усталости, полученных в соответствии с методом испытаний на усталость, описанном в Приложении 2 Норм [4] для рассматриваемых условий нагружения и состояния металла конструкции с учетом соответствующих коэффициентов запаса прочности n_σ и n_N или по результатам испытаний натурных элементов или их моделей, спроектированных и изготовленных в соответствии с требованиями, предъявляемыми к штатным конструкциям.

Геометрическое подобие моделей должно быть обеспечено, по крайней мере, в зоне проверки прочности и примыкающих к ней участков, влияющих на значение и распределение напряжений в испытуемой зоне. Моделирование сварного соединения с уменьшением натурных размеров элементов и антикоррозионной наплавки с изменением ее толщины не рекомендуется, если целью испытания является проверка их прочности.

Режим испытаний по характеру изменения нагрузок и температур должен соответствовать условиям эксплуатации.

Коэффициенты запаса прочности принимают по значению приведенного местного условного упругого напряжения в зоне, определяющей долговечность, или по числу циклов нагружения,

или по напряжению и числу циклов одновременно.

Запасы прочности по условному напряжению и числу циклов $N \leq 10^4$ определяют по формулам

$$n_\sigma = 1{,}45 - 0{,}02x; \quad (16)$$

$$n_N = 3{,}5 - 0{,}14x, \quad (17)$$

где x — число испытанных объектов.

При этом запасы n_σ и n_N по моменту образования трещин при циклическом нагружении натурных элементов конструкций или их моделей должны быть не ниже 1,25 и 2,1 соответственно.

Условия мало- и многоцикловых испытаний по напряжению и числу циклов при одновременном применении коэффициентов запаса n_σ и n_N определяются с использованием расчетной кривой усталости для основного металла или сварного соединения при соответствующих асимметрии цикла нагружения и температуре. Для этого определяют наклон m_0 расчетной кривой усталости в точке $[N_0] = N_0$, где N_0 — заданное в эксплуатации число циклов. Отрезок, соединяющий точки с координатами $\{N_e,\ n_\sigma(\sigma_{aF})\}$ и $\{(n_\sigma^{1/m}\sigma N_e, (\sigma_{aF})\}$, является сочетанием эквивалентных режимов испытаний.

При испытании геометрически подобных моделей коэффициент запаса прочности по приведенному местному условному упругому напряжению определяется по формуле

$$n_{\sigma \text{м}} = n_\sigma \left(1{,}5 - 0{,}5\frac{l_\text{м}}{l_\text{к}}\right), \quad (18)$$

где $l_\text{м}$, $l_\text{к}$ — линейные размеры модели и натурной конструкции в испытываемой зоне.

Коэффициент запаса по числу циклов при испытании модели

$$n_{N\text{м}} = \left(n_{\sigma\text{м}}\right)^{1/m_0}. \quad (19)$$

Результаты испытаний на циклическую прочность не могут служить основанием для повышения допустимых значений категорий напряжений, используемых при расчете на прочность при статическом нагружении.

При расчетах прочности деталей при циклическом нагруже-

нии, подвергаемых облучению, учитывается снижение относительного сужения. Повышение временного сопротивления под действием облучения не учитывается.

1.3. Методика обоснования ресурса эксплуатации по критерию сопротивления хрупкому разрушению

1.3.1. Хрупкое разрушение — основные понятия

Хрупкое разрушение — это разрушение детали без заметных пластических деформаций. Если конструкция выполнена из пластичного материала (а таковым являются практически все конструкционные стали, используемые в ядерной энергетике), то хрупкое разрушение может реализоваться только при напряжениях ниже предела текучести. В работах [9,10 и др.] разрушающие напряжения $\sigma_{кр}$, при которых реализуются хрупкие разрушения, оцениваются величинами

$$\sigma_{кр} < 0{,}8R_{P0,2}. \qquad (20)$$

Такое резкое снижение прочности конструкции возможно только при следующих условиях:

1) наличие в ней дефекта сплошности (трещина и т.п.)

2) реализация в конструкции таких условий, при которых она становится чувствительной к дефектам сплошности.

Чувствительность к несплошностям. Интуитивно ясно, что чем выше чувствительность конструкции к несплошностям, тем ниже надо приложить к ней нагрузку, чтобы разрушить.

Оконное стекло и такой же формы лист свинца с прочерченными на них прямолинейными царапинами под изгибной нагрузкой будут вести себя по разному: стекло разрушится в месте, где была царапина, а свинец будет деформироваться так, как будто царапины нет.

Ясно, что стекло чувствительно к несплошностям (в данном случае к царапине), а свинец нет. Конструкционные стали занимают промежуточное положение между стеклом и свинцом, в зависимости от условий могут находиться в хрупком или вязком состоянии.

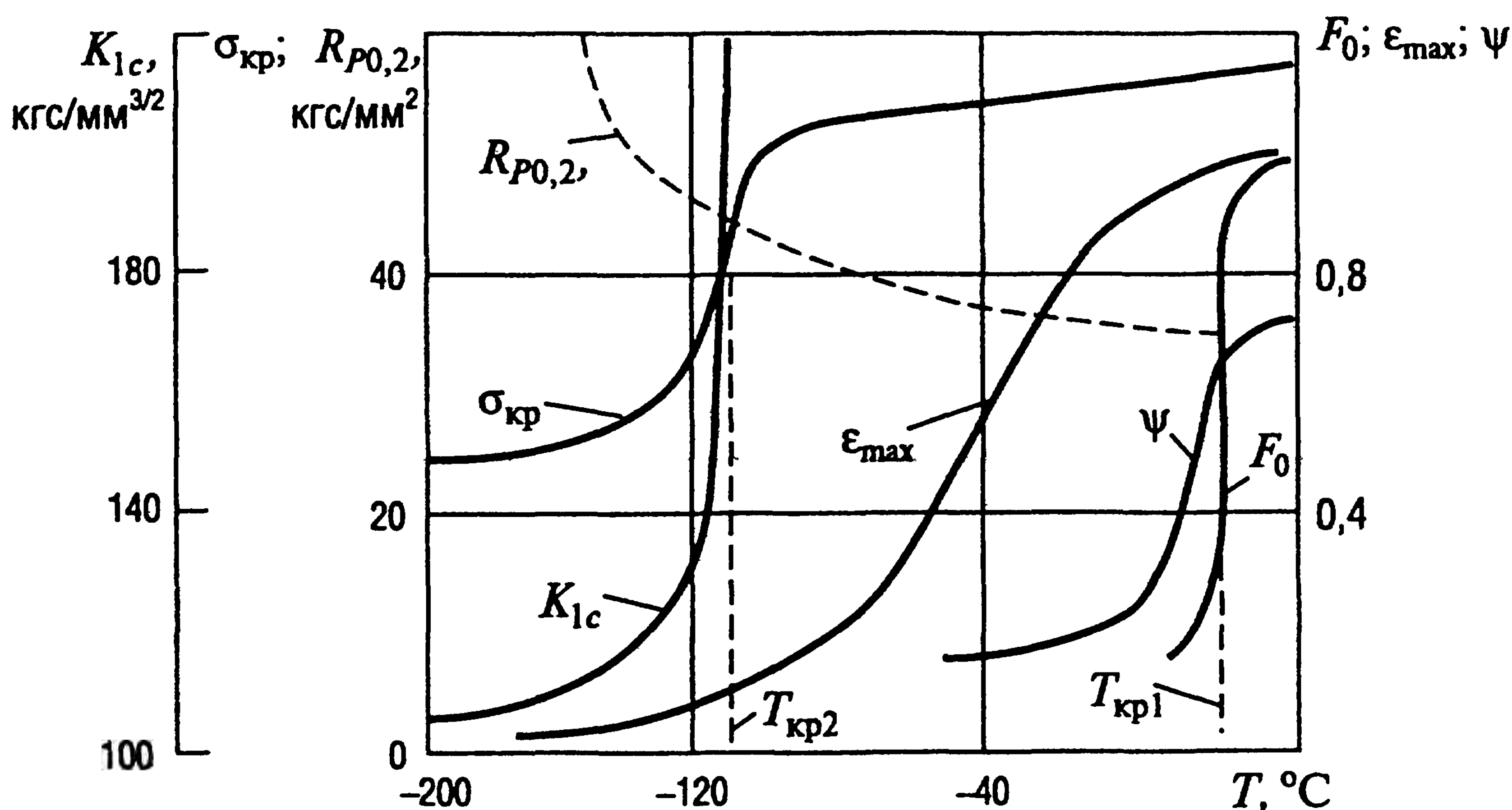


Рис. 18. Температурные зависимости механических характеристик образцов стали 22К размером 20×50 мм с боковыми надрезами глубиной 2,5 мм и шириной 0,2 мм

На чувствительность к несплошностям конструкционных сталей влияет большое число факторов: технология изготовления, температура эксплуатации, способ нагружения, размеры конструкции, форма и размеры несплошности, окружающая среда, ионизирующее излучение и др.

На рис.18 представлены результаты испытаний механических свойств стали 22К в зависимости от температуры испытания T [10].

В области температуры $T_{кр1}$ происходит резкое изменение доли волокнистого излома F_0 при испытаниях ударной вязкости.

При температуре $T_{кр2}$ резко меняются вязкость разрушения K_{1c} и разрушающее напряжение $\sigma_{кр}$.

Область слева от $T_{кр2}$ называют областью хрупкого состояния стали, область справа от $T_{кр1}$ — областью вязких состояний, а температуры $T_{кр1}$ и $T_{кр2}$ — критическими температурами хрупкости.

Повышение чувствительности сталей к несплошностям обусловлено уменьшением запаса пластичности и температуры эксплуатации, увеличением размеров конструкции, размеров несплошности, коррозионной агрессивности среды (для поверхностных несплошностей), скорости приложения нагрузки, напря-

жений, времени эксплуатации; радиационным облучением (например, нейтронами с энергией $E > 0,5$ МэВ); переходом от статической к циклически повторяющейся нагрузке.

Следует отметить, что само по себе повышение чувствительности конструкции к несплошностям, переход материала конструкции в хрупкое состояние не является опасным. Опасность возникает только тогда, когда в конструкции имеются дефекты сплошности опасных, так называемых критических размеров.

Несплошности и их характеристики. Все дефекты сплошности, выявленные в материале при анализе их методами механики разрушения, схематизируются в виде трещин (в запас прочности). Трещина является опасной, если она достигает критических размеров.

Критическим размером трещины в материале, нагруженном напряжением σ, является такой размер, при достижении которого трещина становиться неустойчивой и начинает быстро развиваться.

Впервые переход трещины из стабильного в критическое, нестабильное. состояние математически описал Гриффитс в 1920 г.

Если в пластине, которая находится под напряжением σ возникла трещина длиной $2a$ (рис. 19), на ее образование потребовалась энергия $4a\gamma$, где γ — энергия, необходимая для образования единицы длины (толщина пластины равна 1).

В то же время в пластине в связи с возникновением трещины длиной $2a$ освобождается энергия $2\lambda\sigma^2a^2/E$, где λ — коэффици-

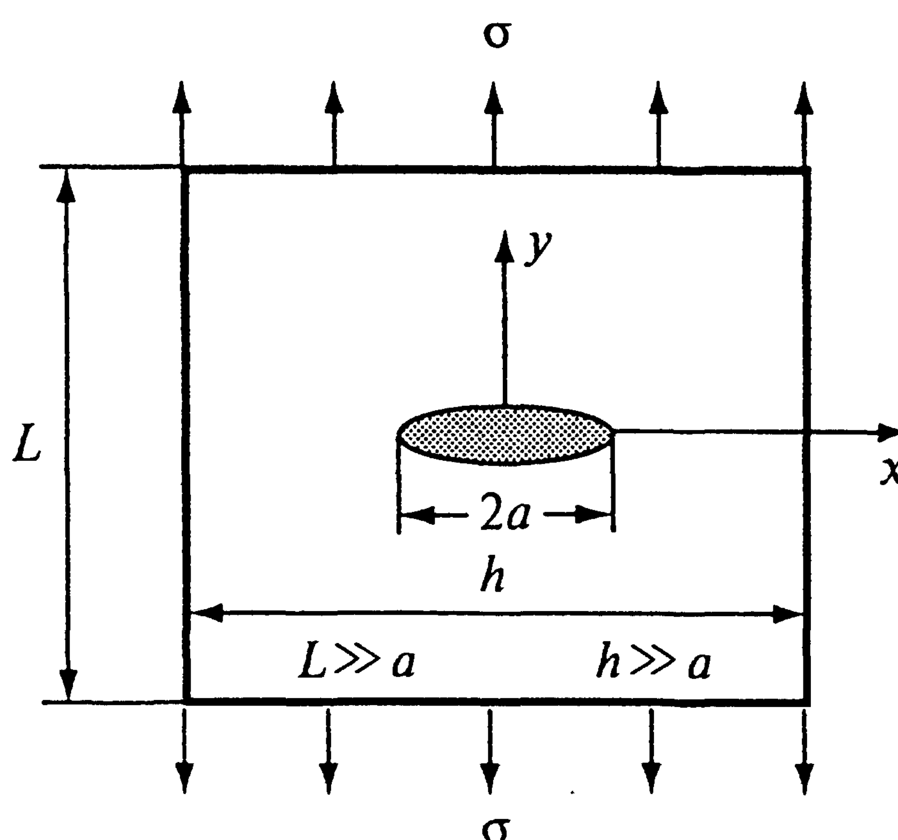


Рис. 19. Схематическое изображение трещины длиной $2a$ в пластине под действием растягивающих напряжений σ

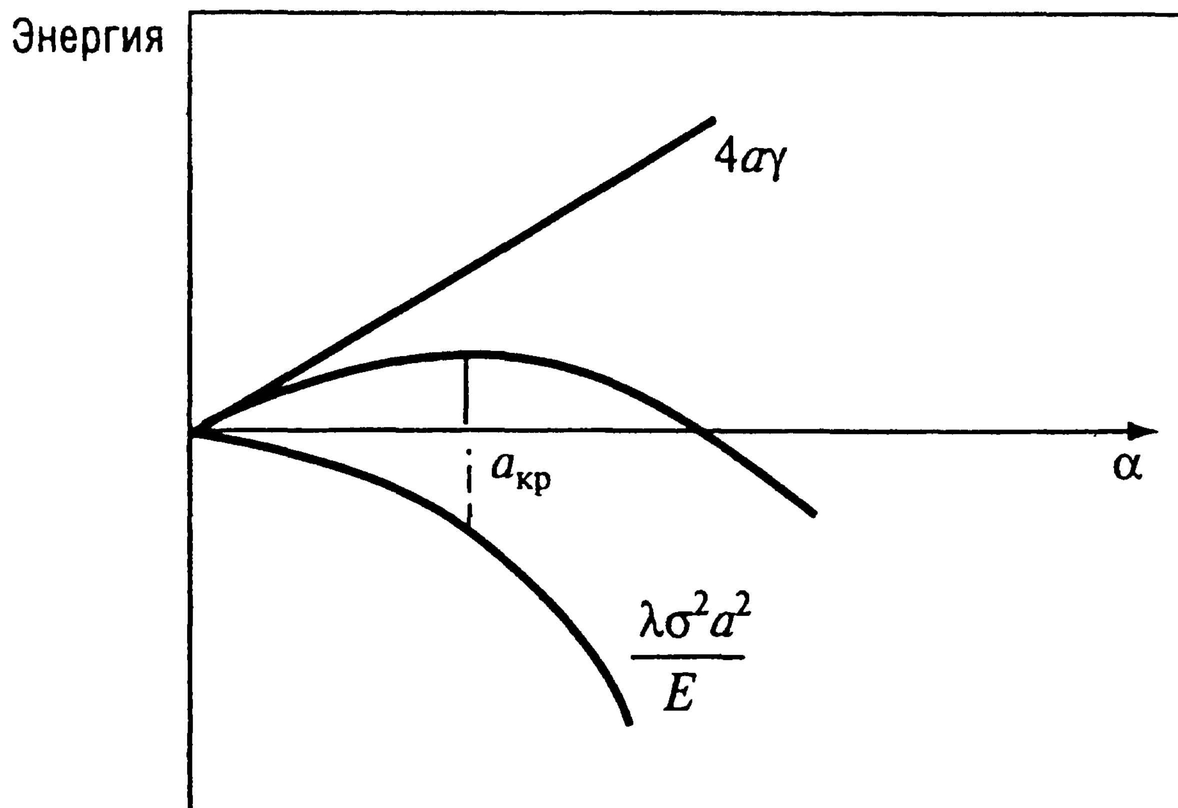


Рис. 20. Схема перехода трещин в критическое состояние

ент, зависящий от формы трещины. Нестабильное состояние наступает при условии:

$$\frac{d}{da}\left(4a\gamma - 2\lambda\sigma^2 a^2/E\right) = 0 \qquad (21)$$

или

$$4\gamma = \lambda a\sigma^2/E; \quad \sigma = \sqrt{4\gamma E}/\sqrt{\lambda a}; \quad \sigma\sqrt{\pi a} = \sqrt{2\lambda E} = K$$

(для тонкой пластины $\lambda = 2\pi$).

Графически переход трещины в нестабильное состояние показан на рис. 20.

Коэффициент $K = \sigma\sqrt{\pi a}$ впоследствии был назван коэффициентом интенсивности напряжений. Коэффициент K зависит от формы трещины, что можно учесть коэффициентом f

$$K = f\sigma\sqrt{\pi a}. \qquad (22)$$

Значение K, соответствующее критическому состоянию, называется критическим коэффициентом интенсивности напряжений $K_{кр}$

$$K_{кр} = f\sigma_{кр}\sqrt{\pi a_{кр}}. \qquad (23)$$

Из уравнения (23) можно определить разрушающее напряже-

ние $\sigma_{кр}$ для пластины, в которой имеется трещина длиной $2a$:

$$\sigma_{кр} = \frac{K_{кр}}{f\sqrt{\pi a_{кр}}}. \tag{24}$$

В зависимости от величины $\sigma_{кр}$ (по отношению к пределу текучести $R_{p0,2}$) разрушение можно разделить на хрупкое, квазихрупкое и вязкое.

Типы разрушений. Если $\sigma_{кр} < 0{,}8R_{p0,2}$, то пластические деформации в объеме детали не развиваются и трещина растет без видимых пластических деформаций. В этом случае говорят о хрупком разрушении. Анализ показывает, что размер пластической зоны в вершине трещины также невелик. Скорость развития трещины высока и сравнима со скоростью звука в материале, в котором она развивается (рис. 21). Температурная область хрупкого состояния металла показана на рис. 18.

При $\sigma_{кр} = R_{p0,2}$ в детали появляются небольшие пластические деформации (примерно 0,2%), а в вершине трещины зона пластических деформаций имеет макроскопические размеры. Из-за пластических деформаций скорость нестабильного развития трещины снижается (см. рис. 21). Температурная область квазихрупких разрушений показана на рис. 18.

Вязкое разрушение характеризуется напряжениями $\sigma_{кр} > R_{p0,2}$. Полному разрушению детали предшествуют развитые пластические деформации (см. рис. 21). Скорость разрушения еще больше уменьшается, но остается достаточно высокой. Температурная область вязких состояний металла показана на рис. 18.

При эксплуатации трещина может расти под действием циклических нагрузок, вследствие влияния коррозионной среды или совместного влияния механической нагрузки и коррозионной среды. В этом случае трещина дорастает (медленно) до критических размеров, а затем быстро (за доли секунд) происходит окончательное разрушение. Несмотря на то что при этом в детали может не быть заметной макропластическая деформация, долом (нестабильная стадия распространения трещины) может происходить по хрупкому, вязкому или квазихрупкому механизмам.

Все виды разрушений конструкций — по хрупкому, квазихруп-

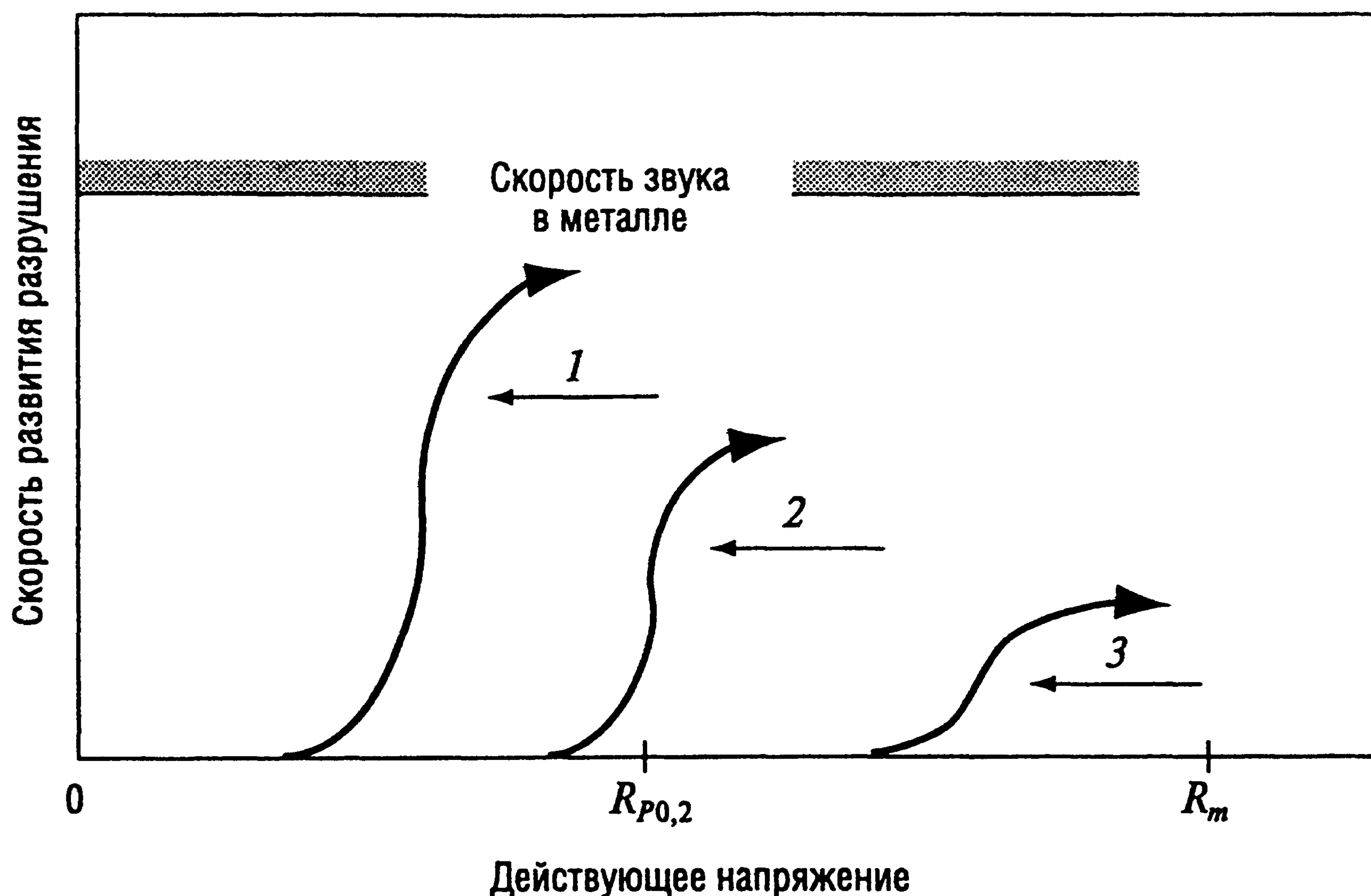


Рис. 21. Зависимость скорости развития трещины от действующего напряжения при хрупком (*1*), квазихрупком (*2*) и вязком (*3*) состоянии металла

кому и вязкому механизмам происходят для наблюдателя практически мгновенно, являются опасными и в эксплуатации недопустимы.

1.3.2. Влияние нейтронного облучения на материал корпуса реактора

Заметные изменения механических свойств в конструкционной стали РУ происходят только в том случае, если она подвергается прямому воздействию быстрых нейтронов. С точки зрения ресурса эксплуатации определяющим элементом РУ является корпус реактора, точнее та его часть, которая расположена напротив активной зоны. Эффекты радиационного облучения корпусных сталей (типа 15Х2МФА и 15Х2НМФА) становятся заметны, если флюенс нейтронов с энергией >0,5 МэВ достигает значения 10^{22} нейтр./м^2. За 40 лет эксплуатации суммарный флюенс может достигать величины $5{,}7 \cdot 10^{23}$ нейтр./м^2 (для внутренней стенки корпуса реактора ВВЭР-1000) [11].

Характер распределения флюенса по толщине стенки корпуса

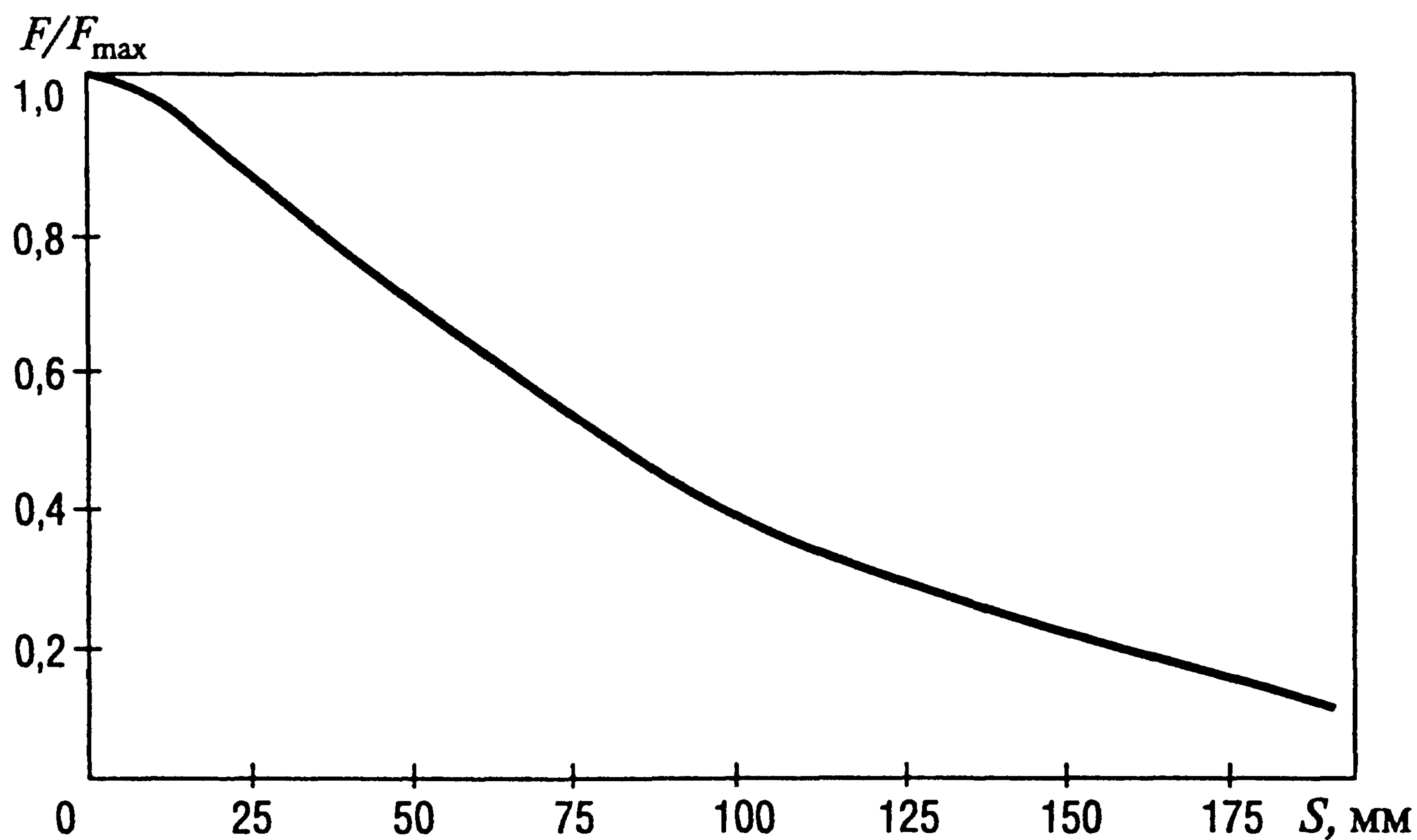


Рис. 22. Относительное распределение флюенса нейтронов по толщине стенки корпуса ядерного реактора

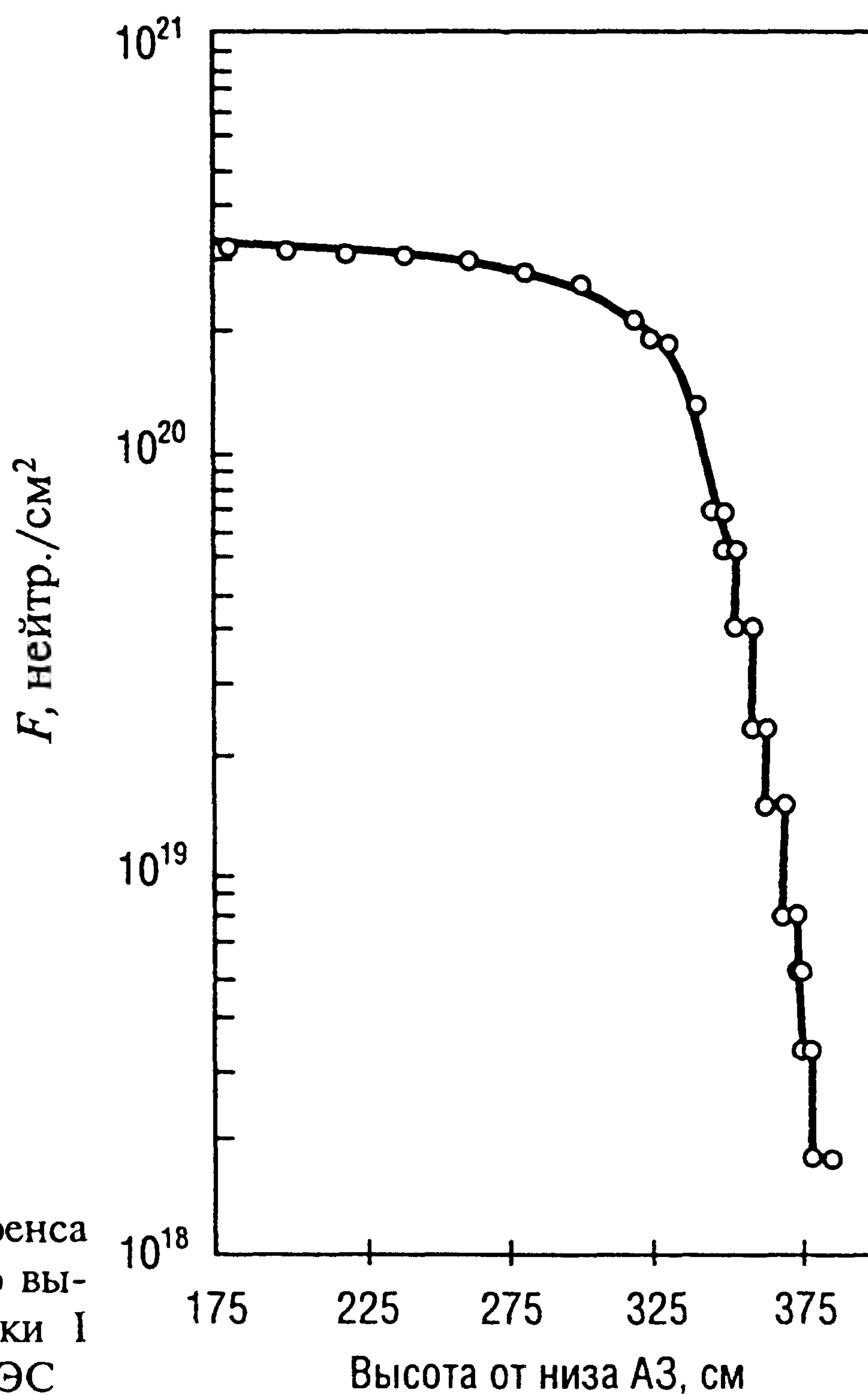


Рис. 23. Распределение флюенса нейтронов с $E > 0,5$ МэВ по высоте АЗ в канале выгородки I блока Южно-Украинской АЭС

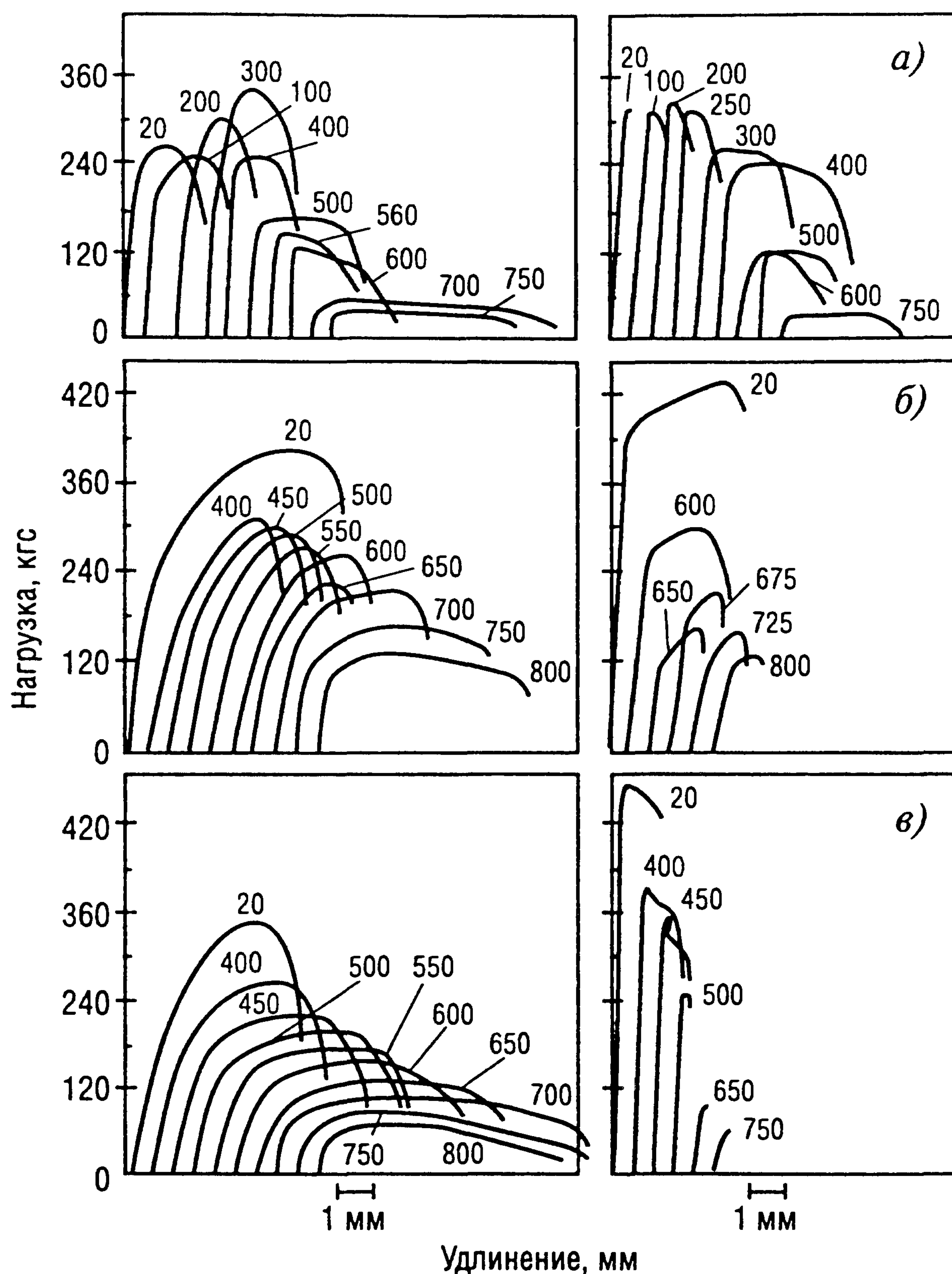


Рис. 24. Диаграммы деформирования железа (*а*), сплава Х20Н15 (*б*) и никеля (*в*): слева — до облучения, спрва — после облучения (числа у кривых — температура испытания в °С)

реактора показан на рис. 22, а по высоте корпуса реактора — на рис. 23.

Влияние облучения проявляется как на микроскопическом, так и на макроскопическом уровне.

Под действием облучения происходит упрочнение металла при некотором снижении запаса пластичности. На рис. 24 показан характер изменения кривой деформирования при растяжении в зависимости от облучения и температуры испытаний для железа, стали и никеля [13]. Изменение предела текучести $R_{p0,2}$ и ударной вязкости KCV корпусной стали (основного металла и металла сварного шва) в зависимости от F показано на рис. 25 и 26 со-

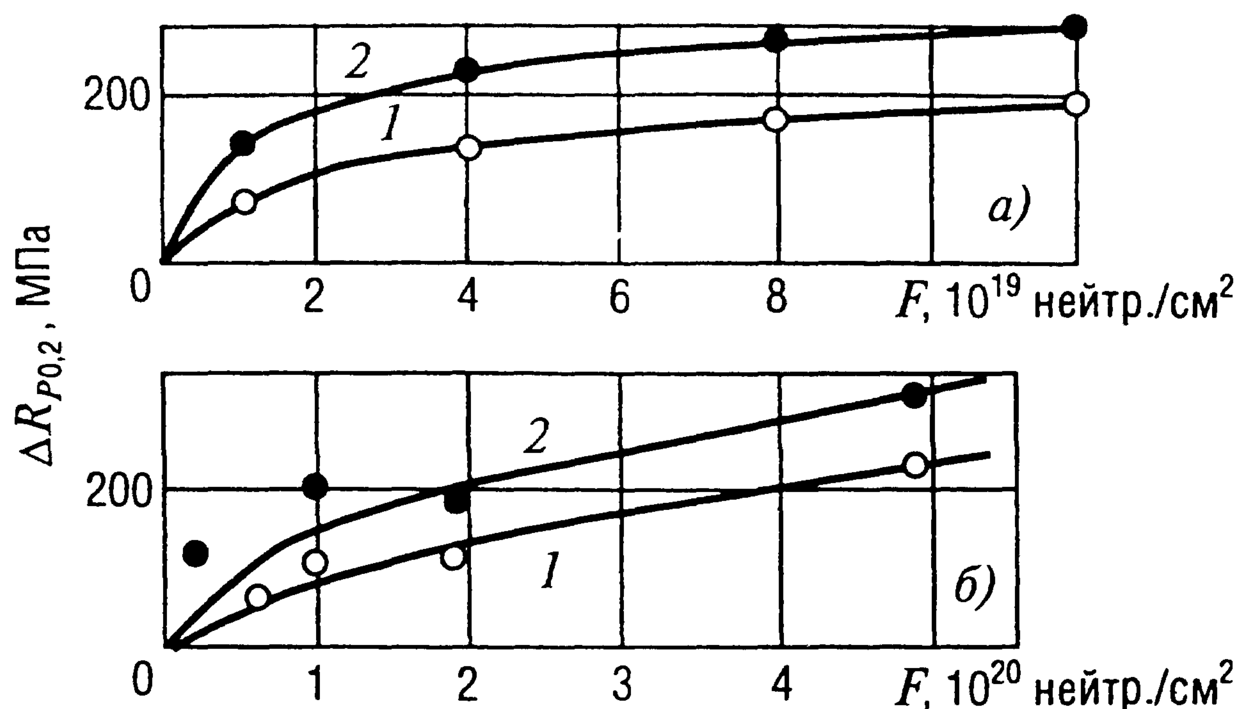


Рис. 25. Прирост предела текучести материала корпуса реактора, облученного в реакторе II блока НВАЭС при 250 (*а*) и 270 °С (*б*):

1 — стали марки 15Х2МФА; *2* — металл сварного шва (Св-10ХМФТ)

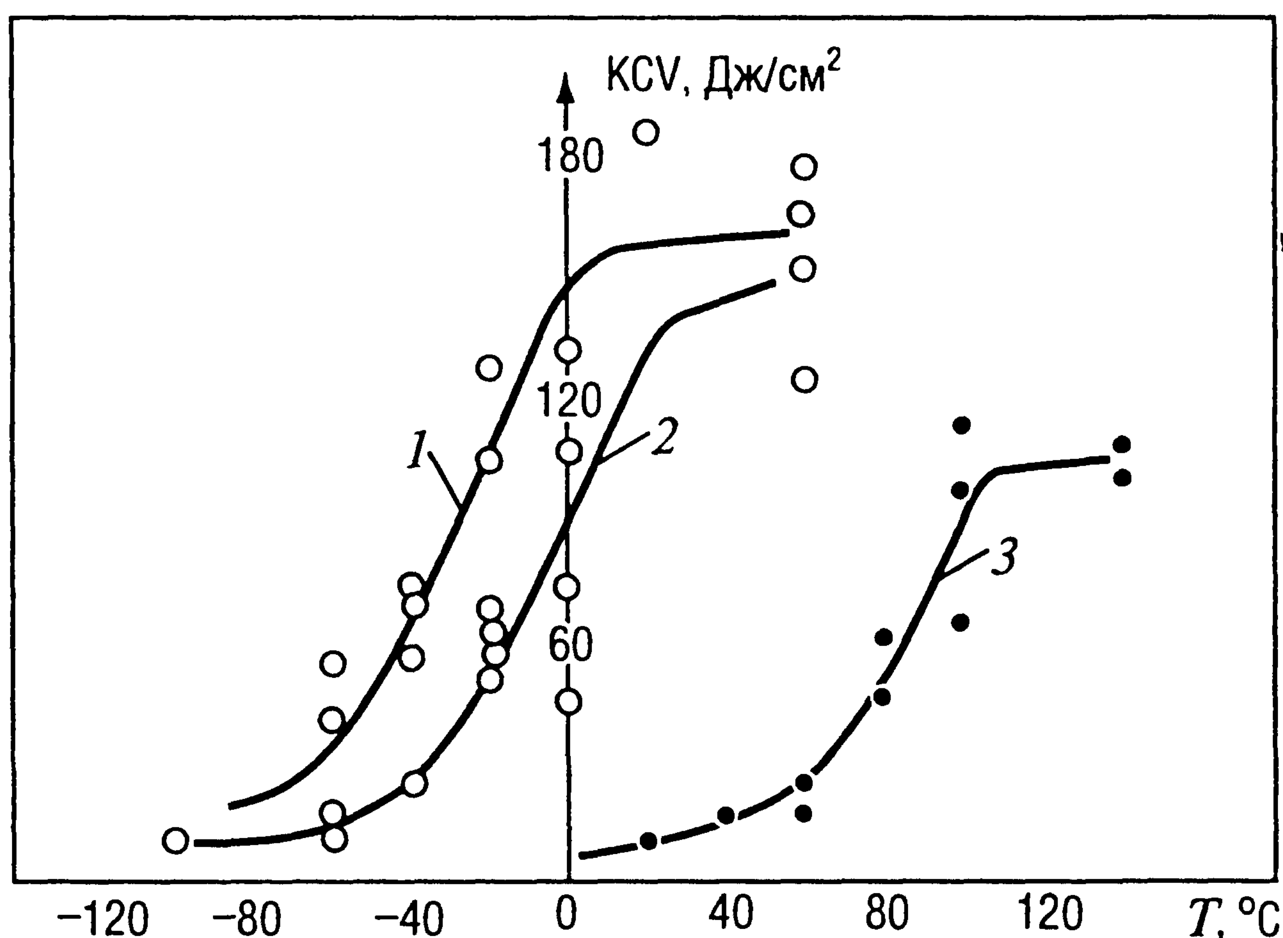


Рис. 26. Температурные зависимости ударной вязкости материала сварного шва активной зоны КР II блока КалАЭС в исходном, облученном и отожженном после облучения состояниях:

1 — исходное состояние; *2* — отжиг при T = 470 °С, 48 ч; *3* — облученное состояние F = 2,3 · 10^{24} нейтр./м^2, T = 290 °С

ответственно [11]. Так как KCV связана с первой критической температурой хрупкости, то изменения KCV влечет за собой изменение $T_к$ (рис. 27, [11]).

Изменение $T_к$ в зависимости от флюенса F можно описать степенным уравнением:

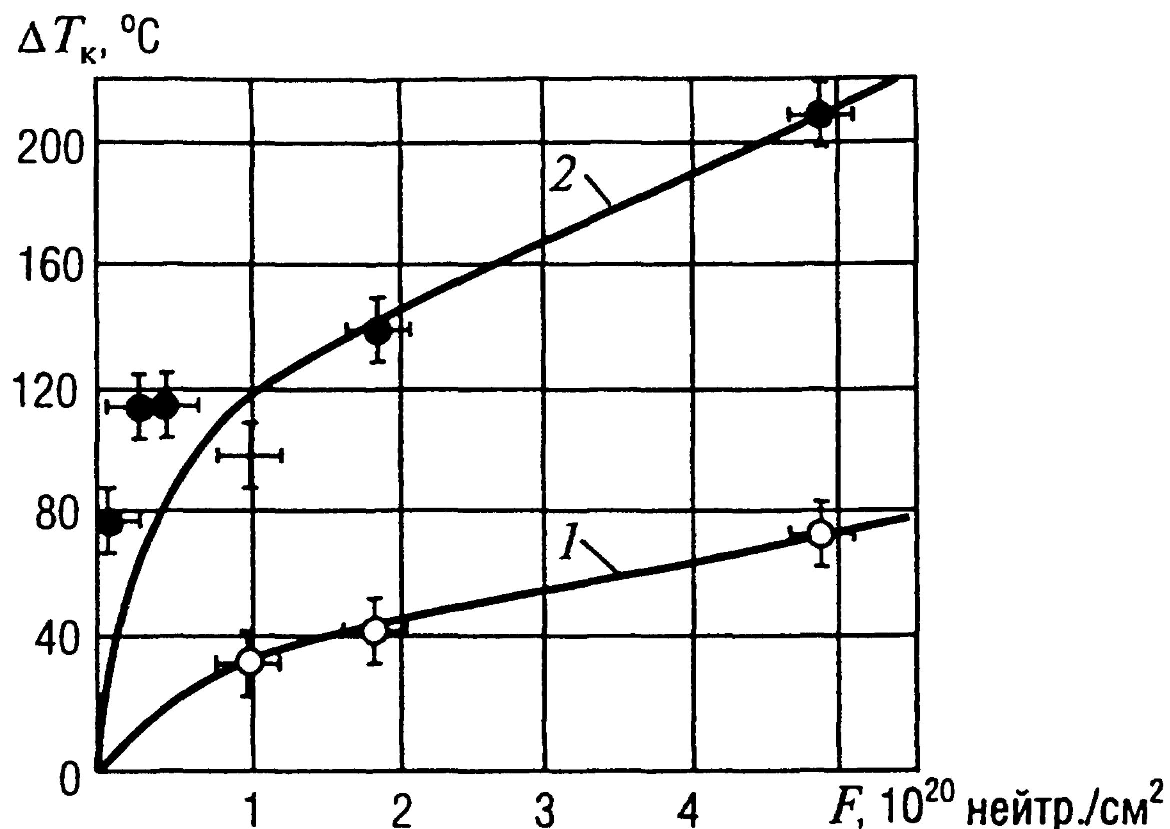


Рис. 27. Сдвиг критической температуры хрупкости в зависимости от флюенса быстрых нейтронов:
1 — сталь марки 15Х2МФА; *2* — металл шва корпуса реактора ВВЭР-440

$$\Delta T_к = A_F \left(\frac{F}{F_0} \right)^{1/3}, \tag{25}$$

где A_F — коэффициент радиационного охрупчивания; F_0 — пороговое значение флюенса; $F_0 = 10^{22}$ нейтр./м^2.

Влияние облучения на тонкую структуру металла происходит по следующим механихзмам [11—13 и др.]:

образование точечных дефектов кристаллической решетки типа вакансий или атомов внедрения:

накопление точечных дефектов, их взаимодействие между собой (например. с образованием пар), с атомами примесей с ускорением процессов старения, а также с линейными дефектами кристаллической решетки:

образование новых атомов как результат ядерных реакций;

миграция точечных дефектов, приводящая к изменению (аннигиляции) точечных и линейных дефектов и изменению их плотности.

Перечисленные процессы зависят от большого числа факторов, таких как химический состав, технология изготовления полуфабриката, термическая обработка, температура облучения и другие. На рис. 28 и 29 показано влияние примесей на коэффи-

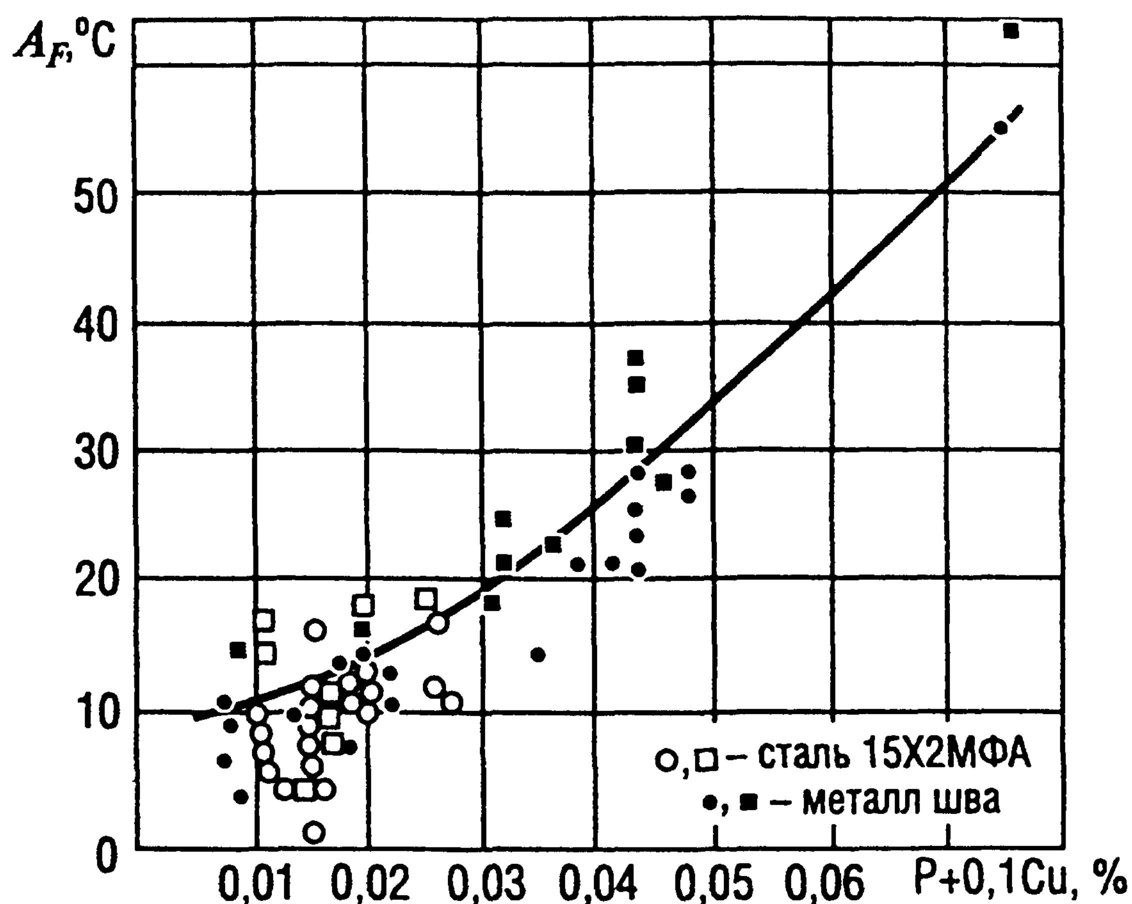


Рис. 28. Зависимость значений A_F от содержания фосфора и меди в стали марки 15Х2МФА, облученной при плотности нейтронов $4 \cdot 10^{12}$ (○,●) и $4 \cdot 10^{11}$ $см^{-2} \cdot с^{-1}$ (□,■)

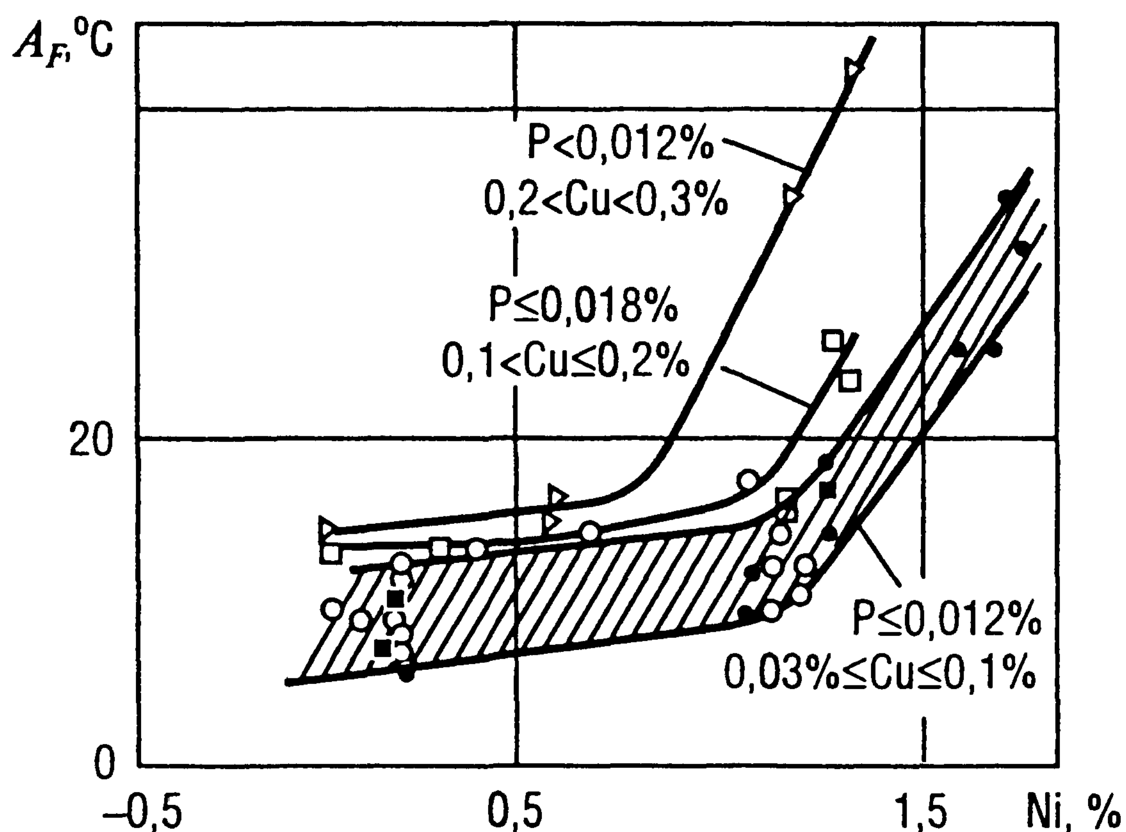


Рис. 29. Зависимость значения A_F от содержания никеля в облученной при температуре 270 °С стали марки 15Х2НМФАА (□, ○, ▷ — основной металл; ● — металл шва)

циенты радиационного охрупчивания сталей 15Х2МФА и 15Х2НМФА соответственно [11].

В заключение можно отметить следующее: несмотря на большие успехи и объемы исследований в области радиационного материаловедения, в настоящее время нельзя констатировать, что закономерности радиационного упрочнения корпусной стали до кон-

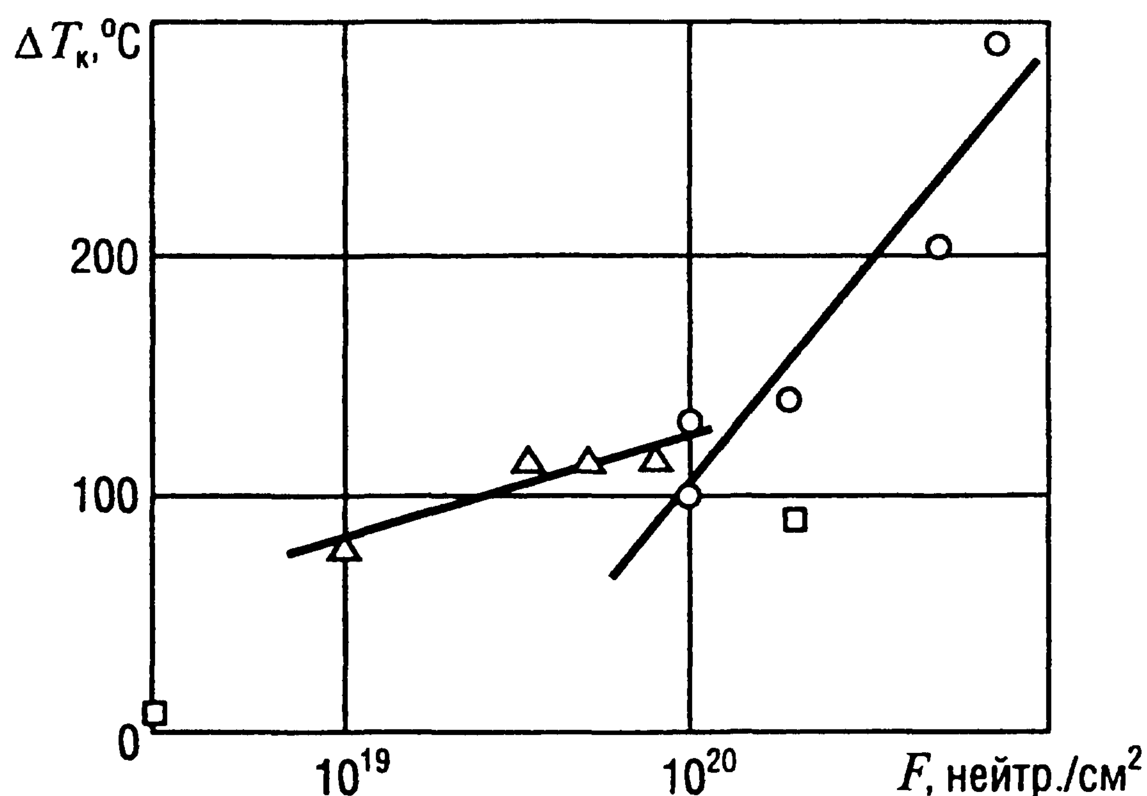


Рис. 30. Зависимость сдвига критической температуры хрупкости сварного шва от флюенса нейтронов ($E > 0{,}5$ МэВ) при различных флаксах (P = 0,028%; Cu = 0,18%):

○ — $\varphi = 4 \cdot 10^{12}$; □ — $\varphi = 7 \cdot 10^{12}$; Δ — $\varphi = 4 \cdot 10^{11}$ см$^{-2} \cdot$ с$^{-1}$

ца изучены (если рассматривать вопрос с позиций обеспечения проектного и запроектного ресурса эксплуатации РУ).

Так, в последние годы обнаружен эффект влияния плотности потока нейтронов (флакса), а также получены свидетельства возможности ускорения процесса упрочнения при больших сроках эксплуатации в условиях облучения (рис. 30 [11]).

Указанное обстоятельство ставит на повестку дня поиск резервов прочности корпусов реакторов и альтернативных методов обеспечения проектного и запроектного ресурса эксплуатации корпусов (более подробно эти вопросы обсуждены в разд. 3.5 и 3.6).

1.3.3. Методика расчета на сопротивление хрупкому разрушению

Описанные в предыдущем разделе эффекты радиационного упрочнения сами по себе не снижают уровень прочности конструкции и не приводят к сокращению ресурса его эксплуатации. Радиационное упрочнение металла может приводить к снижению уровня прочности конструкции и сокращению сроков ее эксплуатации только в случае, когда в конструкции имеются дефекты сплошности (трещины, непровары и т. п.). Под действи-

ем излучения происходит рост чувствительности конструкции к несплошностям (см. разд. 1.3.1) и дефект, который до облучения был не опасен, после облучения при сохранении прежних условий эксплуатации, может привести к разрушению конструкции.

Излагаемая ниже методика, по существу, позволяет в количественной постановке оценить степень возрастания чувствительности конструкции к несплошностям с учетом упрочнения.

Если материал конструкции склонен к разрушению по хрупкому механизму, и в конструкции содержится трещина с размерами a и c (рис. 31), условие прочности такой конструкции [4]:

$$K_1 \leq [K_1]_i, \tag{26}$$

где K_1 — коэффициент интенсивности напряжений для данной несплошности; $[K_1]_i$ — допустимое значение коэффициента интенсивности напряжений; индекс i принимает значения 1—3, что соответствует условиям нормальной эксплуатации ($i = 1$), гидроиспытаниям и нарушениям нормальных условий эксплуатации ($i = 2$) и аварийной ситуации ($i = 3$).

Для получения значений $[K_1]$ строят исходную экспериментальную кривую зависимости K_{1c} от температуры и представляют ее в координатах K_{1c} — $(T - T_{к0})$, где T — температура испытаний: $T_{к0}$ — критическая температура хрупкости металла в исходном состоянии. Вводят запасы прочности $n_к$ по K_{1c} и ΔT по температуре и строят расчетную кривую как нижнюю огибающую двух кривых, полученных поочередным вводом запасов $n_к$ и ΔT. При этом для $i = 1$ $n_к = 2$; $\Delta T = 30$ °С; для $i = 2$ $n_к = 1{,}5$; $\Delta T = 30$ °С; для $i = 3$ $n_к = 1$; $\Delta T = 0$. Построенные таким образом расчетные кривые представлены для сталей типа 15Х2МФА и 15Х2НМФА — соответственно на рис. 32 и 33. На этих рисунках температуре T придан смысл температуры эксплуатации, $T_к$ — фактическая критическая температура хрупкости металла.

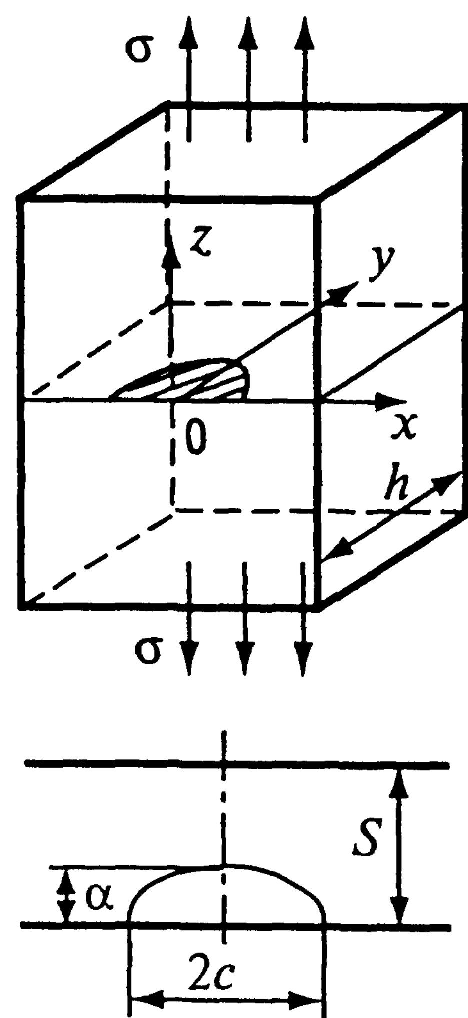


Рис. 31. Полуэллиптическая трещина

Критическая температура хрупкости $T_к$

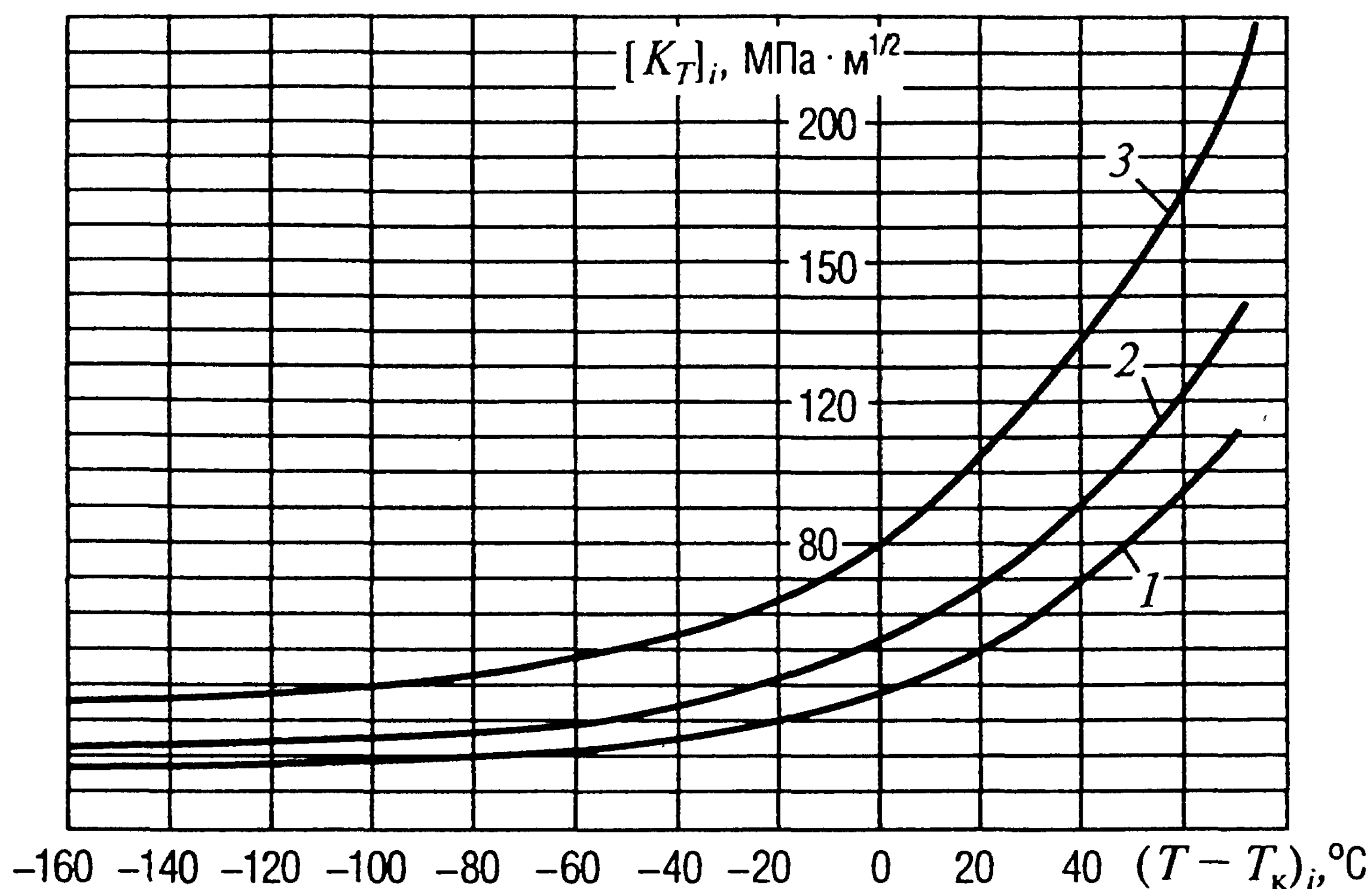


Рис. 32. Зависимость $[K_T]_i$ от температуры для сталей марок 12Х2МФА, 15Х2МФА, 15Х2МФА-А:

1 — НУЭ, $[K_1]_1 = 17{,}5 + 22{,}5e^{0{,}02(T - T_к)}$; *2* — ННУЭ и гидравлические (пневматические) испытания, $[K_1]_2 = 23{,}5 + 30e^{0{,}02(T - T_к)}$; *3* — АС, $[K_1]_3 = 35 + 45e^{0{,}02(T - T_к)}$

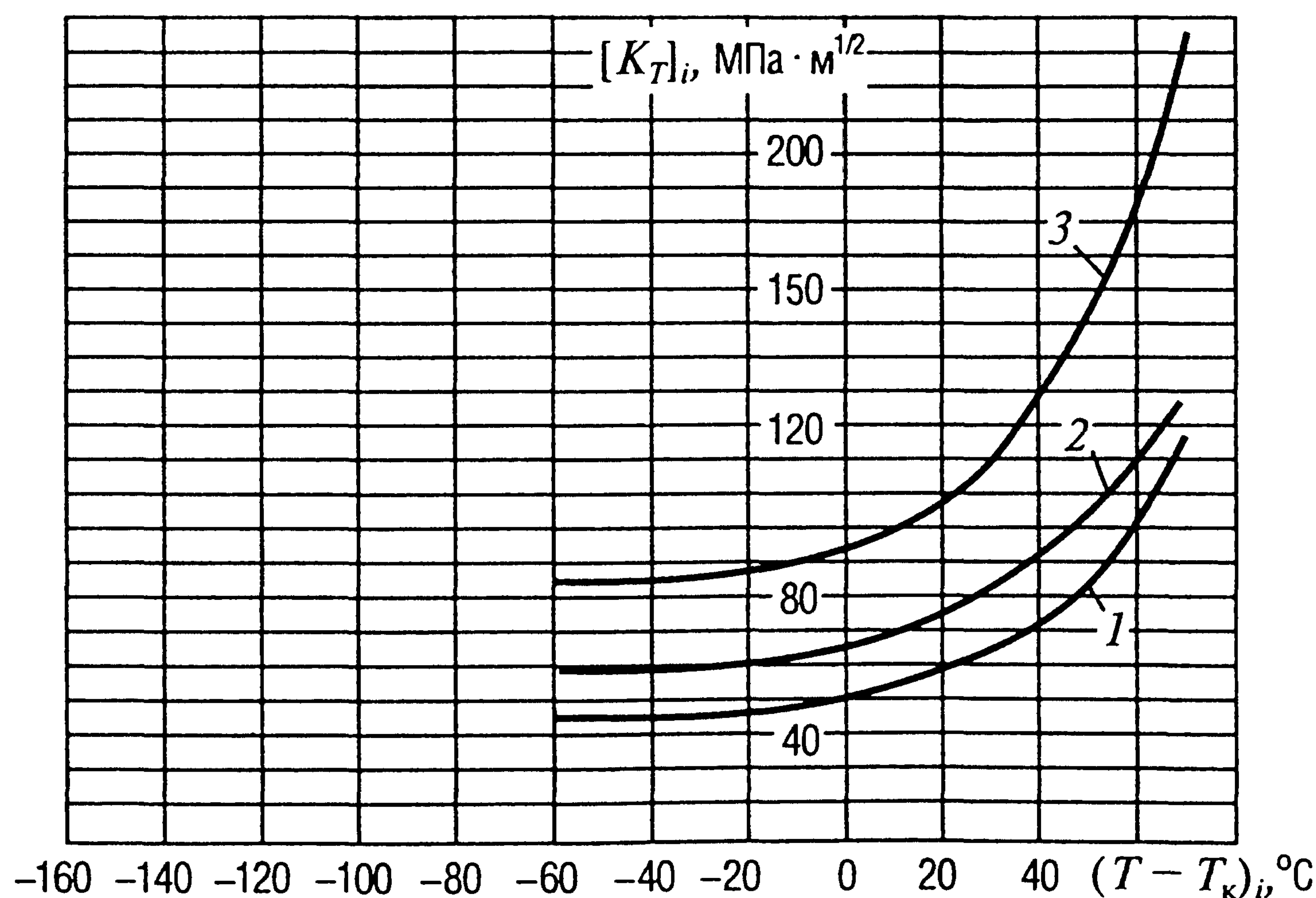


Рис. 33. Зависимость $[K_T]_i$ от температуры для сталей марок 15Х2НМФА, 15Х2НМФА-А:

1 — НУЭ, $[K_1]_1 = 37 + 5{,}5e^{3{,}85 \cdot 10^{-2}(T - T_к)}$; *2* — ННУЭ и гидравлические (пневматические) испытания, $[K_1]_2 = 50 + 5{,}1e^{4{,}1 \cdot 10^{-2}(T - T_к)}$; *3* — АС, $[K_1]_3 = 74 + 11e^{3{,}85 \cdot 10^{-2}(T - T_к)}$

Таблица 5. **Характеристики сопротивления хрупкому разрушению**

Марка стали	Вид сварки и марка материала	$T_{к0}$, °C	ΔT_T, °C	$T_{обл}$, °C	A_F, °C
15Х2МФА	—	0	0	250 270 290	22 18 14
	АДС, проволока Св-10ХМФТ, Св-10ХМФТУ	40	0	250 270	См. примечание 2
15Х2НМФА	—	0	0	290±15	29
	АДС, проволока Св-12Х2НМФА, Св-12Х2НМФА-А	0	0	—	—

Примечание. 1) АДС — аргонно-дуговая сварка. 2)В зависимости от содержания фосфора и меди A_F определяется по формулам:

$A_F = 800(P + 0{,}07Cu)$ для $T = 270$ °C;

$A_F = 800(P + 0{,}07Cu) + 9$ для $T = 250$ °C.

определяется по формуле:

$$T_к = T_{к0} + \Delta T_T + \Delta T_N + \Delta T_F$$

с учетом сдвига критической температуры хрупкости вследствие температурного старения ΔT_T, накопления повреждений усталости ΔT_N и облучения ΔT_F. Последнюю величину определяют по формуле (25), значение ΔT_N можно получить по формуле

$$\Delta T_N = 20a_N,$$

где a_N — накопленное усталостное повреждение.

Значения $T_{к0}$, ΔT_T, A_F для основного металла и металла сварного шва приведены в табл. 5.

Значение коэффициента интенсивности напряжений K_1 зависит от напряжений $\sigma_р$ (составляющая напряжений растяжения) и σ_q (составляющая изгибных напряжений), а также от размеров несплошности a и c:

$$K_1 = \eta\left(\sigma_р M_р + \sigma_q M_q\right)\left(\pi a \cdot 10^{-3}\right)^{1/2} / Q, \qquad (27)$$

где η — коэффициент, учитывающий влияние концентрации напряжений и в отсутствие такового равен 1; $M_р = 1 + 0{,}12(1 - a/c)$;

$M_q = 1 - 0{,}64a/h$, $Q = [1 + 4{,}6(a/2c)^{1,65}]^{1/2}$; h — длина зоны, в которой положительная составляющая изгибных напряжений сохраняет положительное значение. (Значения напряжений в МПа, h в мм.) Формула (27) справедлива при $a \le 0{,}25S$, $a/2c \le 2/3$.

На стадии эксплуатации допускается использовать в качестве расчетного такой минимальный размер дефекта, отсутствие которого (а также всех дефектов, его превышающего) подтверждается неразрушающим дефектоскопическим контролем.

Дополнительные особенности расчета при нестационарном температурном воздействии приведены в [4].

1.4. Учет коррозии на стадии проектирования

Сопротивление конструкции коррозии обеспечивается соответствующим выбором материалов, способных обеспечить длительную эксплуатацию в заданной среде. Правильность выбора материала подтверждается результатами аттестационных испытаний материала (см. разд. 1.1.). Выбор материала конструкции осуществляют таким образом, чтобы исключить в эксплуатации локальные виды коррозии и межкристаллитное растрескивание. Допускается общая коррозия, ослабление конструкции которой учитывается прибавкой C_2 на толщину стенки. Рекомендуемые в Нормах прочности АЭС [4] значения прибавок указаны в табл. 6. Кроме прибавки C_2 предусмотрены прибавка C_{11}, равная отрицательному допуску на толщину стенки и прибавка C_{12}, учитывающая возможное утонение полуфабриката при изготовлении. Проектная толщина стенки, таким образом, равна

$$S \ge S_R + C_{11} + C_{12} + C_2\,, \qquad (28)$$

где S_R — расчетная толщина стенки, определяемая из условий прочности.

1.5. Обеспечение ресурса на стадии изготовления и монтажа

Уже на стадии проектно-конструкторских работ конструкторская организация привлекает головную материаловедческую организацию (ГМО), которая в соответствии с Правилами [5], «осу-

Таблица 6. **Значения прибавки C_2 за время эксплуатации 30 лет**

Материал и его сварные соединения	Условия эксплуатации материала в стационарном режиме	C_2, мм
Коррозионно-стойкие сплавы аустенитного класса	Вода и пароводяная смесь, насыщенный пар до 350 °С	0,1
Стали перлитного класса	Вода, 40–160 °С Вода, 160–270 °С Вода, до 350 °С, pH = 8÷10 Насыщенный пар до 300 °С Перегретый пар	0,3 1,2 1,0 1,0 0,5
Высокохромистые стали	Вода и насыщенный пар до 285 °С	0,1
Циркониевые сплавы	Вода и пароводяная смесь до 285 °С, реакторная среда (смесь гелия с азотом, до 1% влаги по массе)	0,1

ществляет руководство по выбору материалов, сварке и обеспечению качества изготовления оборудования и трубопроводов». На стадии проектно-конструкторских работ ГМО влияет на процесс конструирования так, чтобы обеспечить технологичность конструкции. При разработке технологий выплавки полуфабриката, обработки металла давлением, резанием, сварки, термообработки, контроля качества предусматривается, что в результате реализации указанных технологий конструкция будет иметь необходимые геометрические размеры, а ее металл по химическому составу, микро- и макроструктуре, физическим, коррозионным, механическим свойствам и дефектности будет соответствовать требованиям, определенным на стадии проектирования и отраженным в нормативно-технической и чертежной документации.

В процессе изготовления ГМО согласовывает рабочую технологическую документацию, которую разрабатывает завод-изготовитель.

В процессе изготовления, монтажа и ремонта технологических дефектов предприятие-изготовитель, монтажная организация и

ремонтная организация проводят пооперационный контроль качества.

Для полуфабрикатов предусмотрены следующие виды контроля:

1) анализ химического состава;

2) контроль геометрических размеров;

3) внешний осмотр состояния поверхности;

4) металлографический контроль и контроль макроструктуры;

5) механические испытания с определением $R_{P0,2}$, R_m, Z и A при 20 °С и рабочей температуре;

6) определение или подтверждение критической температуры хрупкости;

7) оценка технологических свойств (загиб, сплющивание и т. п.);

8) неразрушающий контроль;

9) испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии (для сталей аустенитного класса).

Перед сваркой качество сварочных материалов и кромки под сварку также подвергают контролю.

В процессе изготовления, монтажа и ремонта технологических дефектов контролю подвергают технологические параметры, а также конечное качество изделия, которое должно быть отражено в паспорте на него.

Так, в паспорте на сосуд давления указывают [5]:

общие характеристики изделия (завод-изготовитель, дата изготовления, допустимые условия эксплуатации и т.п.);

данные об основных элементах сосуда и материалах (размеры, марка материала, номер плавки и полуфабриката, механические свойства, химический состав, стойкость против МКК, результаты неразрушающего контроля);

данные о сварных соединениях, включая наименование соединяемых элементов и номер сварного соединения, способ сварки, клеймо сварщика, свариваемые и сварочные материалы, механические свойства сварного соединения металла шва или наплавленного металла, критическую температуру хрупкости, стойкость против МКК, результаты неразрушающего контроля;

данные о термической обработке деталей, сборочных единиц и

изделий, включая вид термообработки, температуру обработки и время выдержки, способ охлаждения, количество термообработки и документ о термообработке с указанием даты ее выполнения;

результаты гидравлических (пневматических) испытаний с указанием давления, температуры, времени выдержки и результатов испытаний.

В паспорте на изделие указывается также его назначенный срок службы.

1.6. Назначенный и фактический ресурс эксплуатации

1.6.7. Ожидаемые ресурсные характеристики в соответствии с проектом

Выше было отмечено, что предельное состояние конструкции наступает в случае, когда коэффициенты (или один из коэффициентов) прочности становятся меньше нормативных значений. О наступлении предельного состояния и исчерпании ресурса и необходимости прекращения эксплуатации могут свидетельствовать [5, 14—19]:

необратимые формоизменения конструкции или ее элементов, вызванные пластическими деформациями, непредусмотренные чертежной документацией, и приводящие к невозможности выполнения конструкцией своих функций;

утонение стенки (стенок) конструкции из-за коррозии, превышающей значения, приведенные в табл. 6;

изменение геометрической формы вследствие механического или эрозионно-коррозионного износа сверх пределов, указанных в чертежах, и делающих невозможным выполнение конструкцией своих функций;

появление на поверхности конструкции любых трещин;

появление в подповерхностных слоях металла конструкции несплошностей, превышающих размеры, допустимые нормативными документами;

превышение количества повторений режима (или режимов) термогидравлического нагружения значений, определяемых на стадии проектирования;

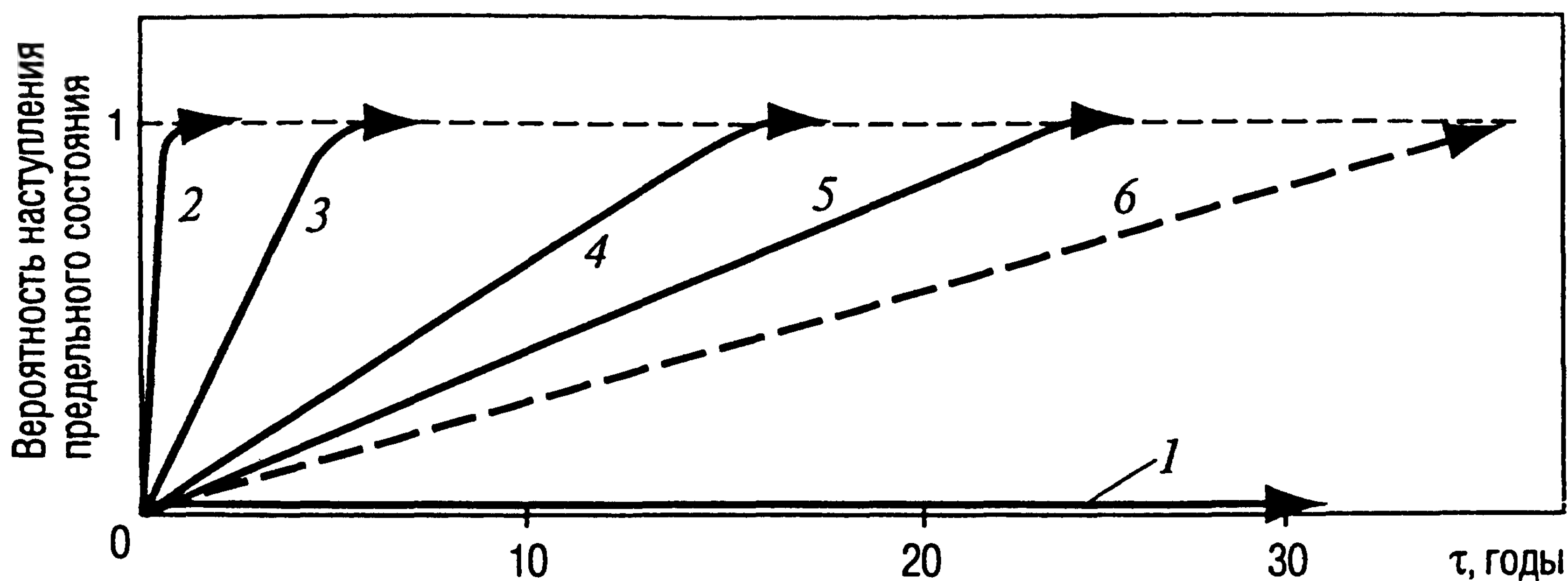


Рис. 34. Проектный (*1*) и фактический (*2—6*) ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов энергоблоков всей совокупности АЭС:

1 — наступление предельного состояния по любой причине по проекту; *2* — наступление предельного состояния в связи с обнаружением дефекта сплошности; *3* — наступление предельного состояния в связи с появлением течи (сквозного дефекта); *4* — наступление предельного состояния в связи с разрушением элемента конструкции малого диаметра; *5* — наступление предельного состояния в связи с разрушением элемента конструкции среднего диаметра; *6* — предполагаемая вероятность разрушения элемента конструкции большого диаметра (в практике эксплуатации АЭС еще не было)

превышение параметров среды эксплуатации (давления, температуры, химического состава, состояния, флюенса) значений регламентированных проектом. В соответствии с технологией ресурсного проектирования в случае, если на стадиях изготовления, монтажа и эксплуатации соблюдены все требования проектно-конструкторской документации, наступление предельного состояния при эксплуатации конструкции в пределах назначенного срока службы невозможно. В пределах назначенного срока службы ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС является гарантированным (по проекту), т.е. вероятность их отказа равна нулю (рис. 34, кривая *1*).

1.6.2. Фактические ресурсные характеристики (по результатам эксплуатации)

Фактический ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов существенно меньше. На рис. 34 в обобщенном виде представлены ресурсные характеристики всей совокупности сосудов и трубопроводов энергоблоков всех АЭС. Кривые *2—6* отражают ве-

роятность исчерпания ресурса хотя бы одного элемента конструкции из всей совокупности рассматриваемых сосудов и трубопроводов давления по критерию сопротивления разрушению. При этом кривая *2* отражает события, когда разрушение обнаружено в начальной стадии (обнаружение дефекта сплошности металла конструкции). Кривая *3* описывает случаи развитого процесса разрушения трубопроводов малого и среднего диаметра, в которых были зафиксированы течи через сквозной дефект сплошности. Кривые *4* и *5* относятся к случаям, когда эксплуатация была прекращена по факту внезапного разрушения трубопровода малого и среднего диаметра соответственно.

Случаев внезапного полного разрушения сосудов и трубопроводов большого диаметра в практике эксплуатации АЭС еще не было. Однако, по мнению ведущих специалистов в области прочности и безопасности АЭС, такое событие вполне возможно (например, [20]). Именно поэтому в практику проектирования АЭС введена концепция МПА (максимальной проектной аварии), в соответствии с которой в течение назначенного срока службы возможно внезапное полное гильотинное разрушение трубопровода большого диаметра [21]. На самом деле, вероятность разрушения сосуда давления должна быть выше, чем трубопровода (вследствие более сложной технологии изготовления, худшей контролепригодности, большей чувствительности к дефектам сплошности и т. п.). Практика свидетельствует, что имели место ситуации, близкие к полному катастрофическому разрушению сосудов давления на АЭС.

Описанные выше случаи исчерпания ресурса эксплуатации наиболее часты и опасны. В связи с этим далее они рассмотрены более подробно.

Во время эксплуатации дефекты могут быть выявлены на всех без исключения элементах оборудования, независимо от марки стали, технологии изготовления, места на конструкции и срока эксплуатации. Встречаются дефекты всех типов, приведенных в табл. 7. Основными типами дефектов, выявляемыми при эксплуатации, являются трещины, поры, непровары и шлаковые включения. Другие типы дефектов встречаются реже. Из указанных типов дефектов наиболее опасны трещины.

По отношению к сварному шву они могут быть продольными,

Таблица 7. **Классификация дефектов металла оборудования АЭС**

Принцип классификации	Цель	Группа дефектов	Примеры
Хронологический	Определение организации, ответственной за появление	1.1. Конструктивные	Неправильный выбор формы элемента конструкции (неправильное конструктивное решение); неправильный выбор основных размеров элементов конструкции; неправильная оценка уровня эксплуатационного воздействия на металл и др.
		1.2. Технологические	Отклонение от установленных чертежной документацией размеров элементов конструкций; отклонение от требований ТУ на металл по химическому составу, структуре, механическим свойствам, несплошности и т. п.; дефекты сварки: непровары, брызги металла, утяжки, сварочные трещины; отклонение от требований ТУ и чертежной документации к состоянию поверхности
		1.3. Монтажные	Механическое повреждение поверхности металла в процессе транспортировки и монтажа; неправильная сборка элементов конструкций; дефекты сварки на монтажных швах и др.
		1.4. Эксплуатационные	Трещины усталости или ползучести, возникшие из-за нарушения температурно-силового режима работы реактора; коррозионные повреждения, возникшие из-за нарушения водного режима; формоизменения элементов конструкций и трубопроводов, превышающие допустимые пределы, обусловленные превышением допустимого уровня давления и температуры и др.
		1.5. Ремонтные	Трещины, обусловленные высоким уровнем остаточных сварочных напряжений в месте ремонта или концентрацией напряжений в месте ремонта; дефекты сварки в месте ремонта; неправильное сочление элементов в месте ремонта и др.

Функциональ-	Определение фактора или группы факторов, ответственных за возникновение дефекта	2.1. Дефекты, основной причиной появления которых является силовая нагрузка	
		2.1.1. Дефекты от действия только силовой нагрузки	Формоизменение элемента конструкции, превышающее допустимый уровень; трещины усталости; трещины ползучести; трещины от действия статической нагрузки; трещины хрупкого разрушения и др.
		2.1.2. Дефекты от действия силовой нагрузки в сочетании с другими факторами	Трещины коррозионного растрескивания; коррозионно-усталостные трещины; хрупкое разрушение в результате радиационного охрупчивания, старения под действием напряжения и температуры; трещины термической усталости и др.
		2.2. Дефекты, основной причиной которых является коррозионная среда	
		2.2.1. Дефекты от действия только коррозионной среды	Общая коррозия; изменение химического состава металла и среды; щелевая коррозия; межкристаллитная коррозия; язвы коррозии; пятна коррозии; точечная коррозия (питтинг); коррозионная хрупкость (водородное охрупчивание) и др.
		2.2.2. Дефекты от действия коррозионной среды в сочетании с другими факторами	Фреттинг-коррозия; коррозионная кавитация; дефекты, указанные в п.2.2.1, появление которых стимулировалось действием температуры, напряжения или облучения
		2.3. Дефекты, основной причиной которых	Распухание; изменение механических свойств (пластичности, прочности, ползучести, длительной прочности и др.). Изменение химического состава, физических свойств и др.

Продолжение табл. 7

Принцип классификации	Цель	Группа дефектов	Примеры
		является радиационное воздействие	
		2.4. Дефекты, основной причиной которых является тепловое воздействие	Старение при нагреве; изменение структуры; прижоги; окалина; остаточное напряжение и др.
По характерным признакам	Более точное описание дефектов	3.1. Дефекты геометрической формы (отклонение диаметра, толщины стенки и т. д. от установленных чертежом размеров)	
		3.2. Сварочные дефекты (непровары); несплавления, расположенные на поверхности и по сечению сварного соединения — между отдельными валиками и слоями шва, между основным металлом и металлом шва; непровары в вершине (корне) угловых и тавровых сварных соединений, выполненных без разделки кромок; поры, сетки трещин, объемные включения (шлаковые и вольфрамовые); наплывы, незаваренные кратеры, свищи, прижоги и др.	
		3.3. Дефекты химического состава (отклонение содержания элементов от требований ТУ, обезуглероживание поверхности)	
		3.4. Дефекты микроструктуры (отклонение от требований ТУ по размеру зерна, содержанию ферритной фазы и др.)	
		3.5. Дефекты механических свойств (отклонение от требований ТУ)	
		3.6. Дефекты однородности (неметаллические включения, шлаковые включения, оксиды и т.п., превышающие допустимые размеры; ликвации, неоднородность по размеру зерна и др.)	
		3.7. Дефекты сплошности (поры и газовые пузыри, непровары, трещины всех видов, сетки трещин и паукообразные трещины и др.)	

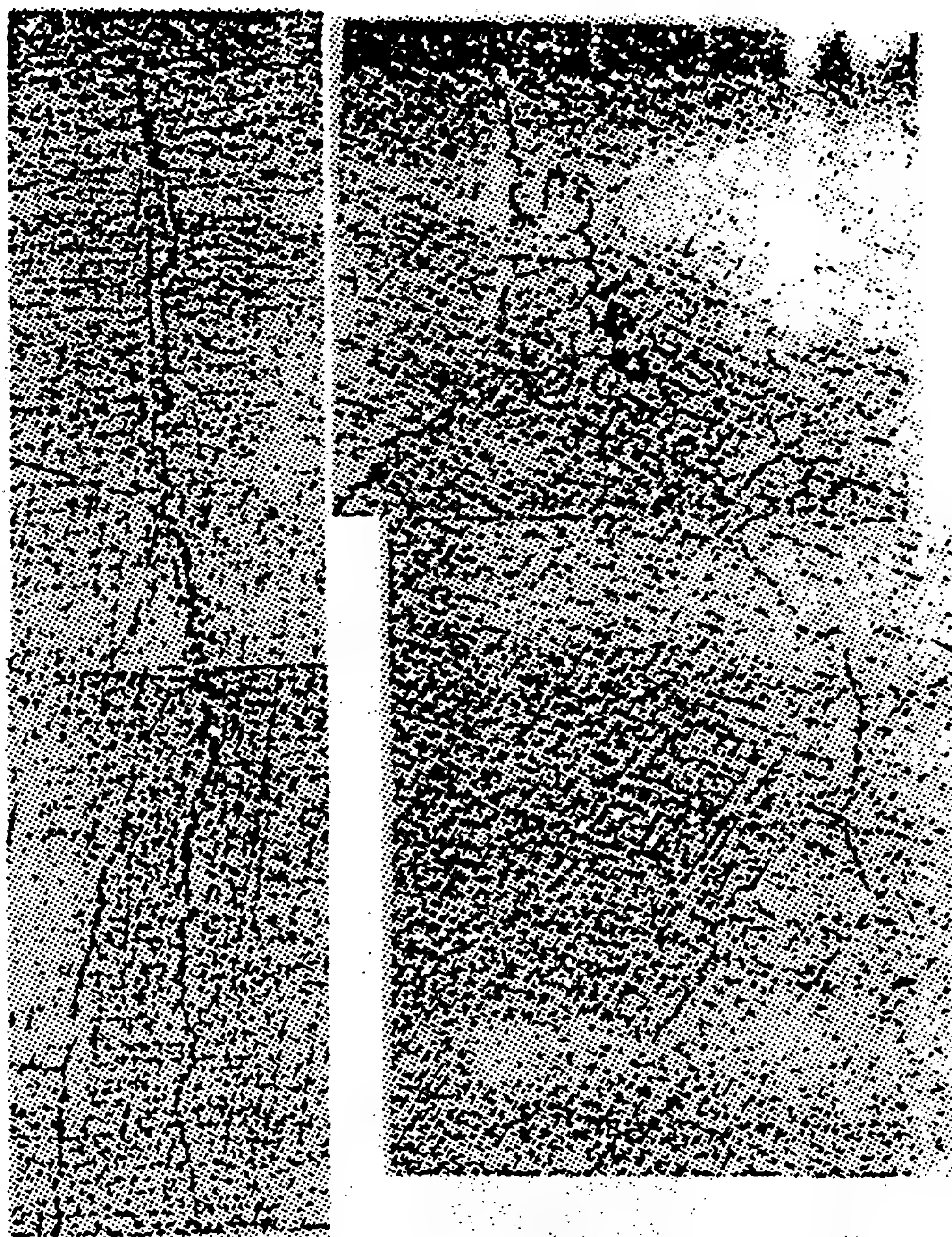


Рис. 35. Трещина коррозионного растрескивания (×100)

поперечными, разветвленными или объединенными в сетку трещин. Располагаться могут в шве, в зоне сплавления или в основном металле.

Трещины подразделяют на поверхностные, подповерхностные и сквозные. Размеры трещин изменяются от долей миллиметра и миллиметров («горячие» и «холодные» трещины) до нескольких метров (например в облицовке бассейна выдержки).

Характерными примерами трещин технологического происхождения являются «горячие» трещины в сварных разнородных соединениях приварки трубопроводов системы аварийного охлаждения зоны к патрубкам корпуса реактора, располагающиеся в наплавке кромки, выполненной аустенитными электродами ЭА-395, а также на границе наплавок, выполненных электродами ЭА-395 и ЭА-400.10Т. Длина подповерхностных трещин в ряде случаев достигала 7 мм.

Коррозионно-усталостный механизм развития имеют трещины

длиной до нескольких миллиметров, расположенные на уплотнительной поверхности корпуса реактора, включая уплотнительные канавки. Трещины, развившиеся в течение очень короткого промежутка времени с наружной стороны трубопровода дренажа диаметром 8×3,5 мм ГЦТ вследствие коррозионных процессов в хлоридосодержащей среде, показаны на рис. 35.

Также по коррозионному механизму образовались трещины длиной 36 мм, обнаруженные на сварном соединении приварки переходной втулки к патрубку уровнемера КР. Причина — попадание воды первого контура снаружи (из сквозных дефектов на уплотняющих швах обварки резьбы отключающих устройств).

Часто встречающимися, но менее опасными по сравнению с трещинами, являются технологические дефекты — поры и шлаковые включения. Порами называют заполненные газом полости в швах, имеющие округлую, вытянутую или более сложную форму. Поры могут быть микроскопическими (несколько микрометров) и крупными (4—6 мм в диаметре). Образование пор обусловлено скачкообразным изменением растворимости водорода и азота или других газов при затвердевании. В сварных соединениях и наплавках поры встречаются там, где не была обеспечена достаточная защита сварочной ванны от атмосферы воздуха.

Одними из наиболее распространенных дефектов, встречающихся в основном при многослойной дуговой сварке, являются шлаковые включения округлой или вытянутой формы. Эти дефекты располагаются в металле шва у границы сплавления или между отдельными слоями и обычно образуются в результате заполнения сварным шлаком несплошностей, возникающих при непроварах или подрезах. Одной из причин их образования является недостаточно тщательная очистка поверхности предыдущего слоя от шлаковой корки.

Характерными участками дефектов в виде шлаковых включений являются сварные соединения приварки участков ГЦТ Ду 850 к ГЗЗ. Так, при УЗК сварного шва № 12 приварки прямого участка ГЦТ Ду 850 петли № 1 к входному патрубку ГЗЗ на V блоке НВАЭС с использованием пьезоэлектрического преобразователя SLF-25 были зафиксированы сигналы по всему периметру шва от несплошностей $S_{экв} = 7 \div 17$ мм^2. Несплошности рас-

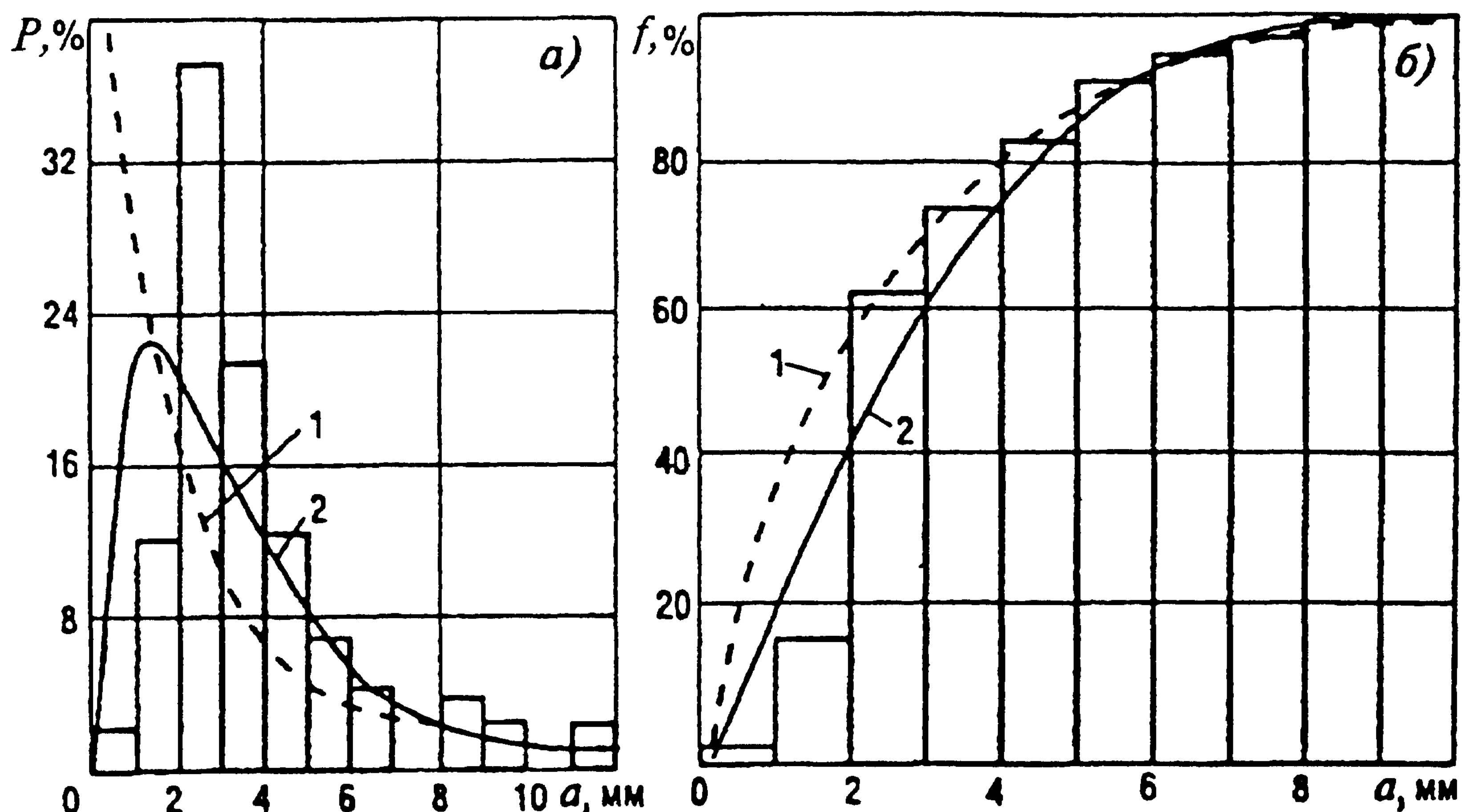


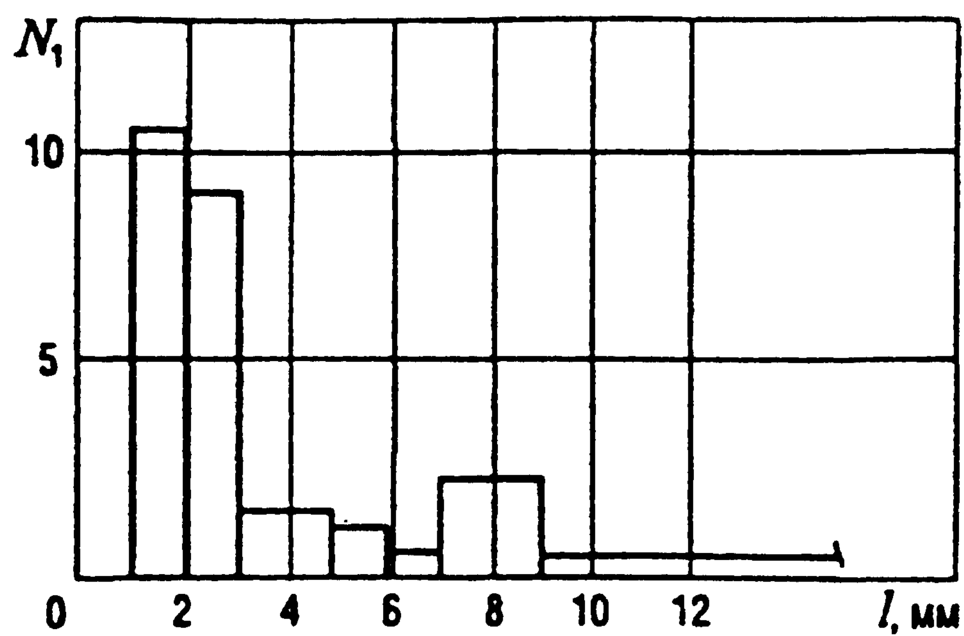
Рис. 36. Дифференциальная (*а*) и интегральная (*б*) вероятности выявления при массовом НК дефектов основного металла КР типа подповерхностных трещин в зависимости от глубины:

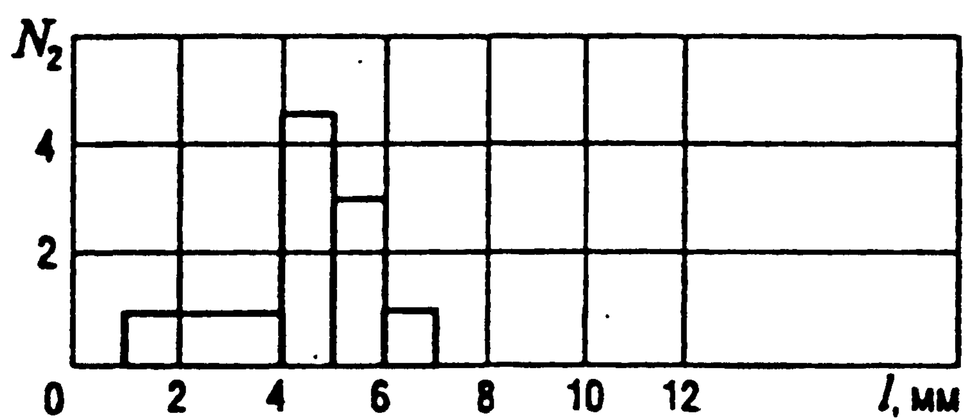
1 — экспоненциальное распределение; *2* — распределение Вейбулла

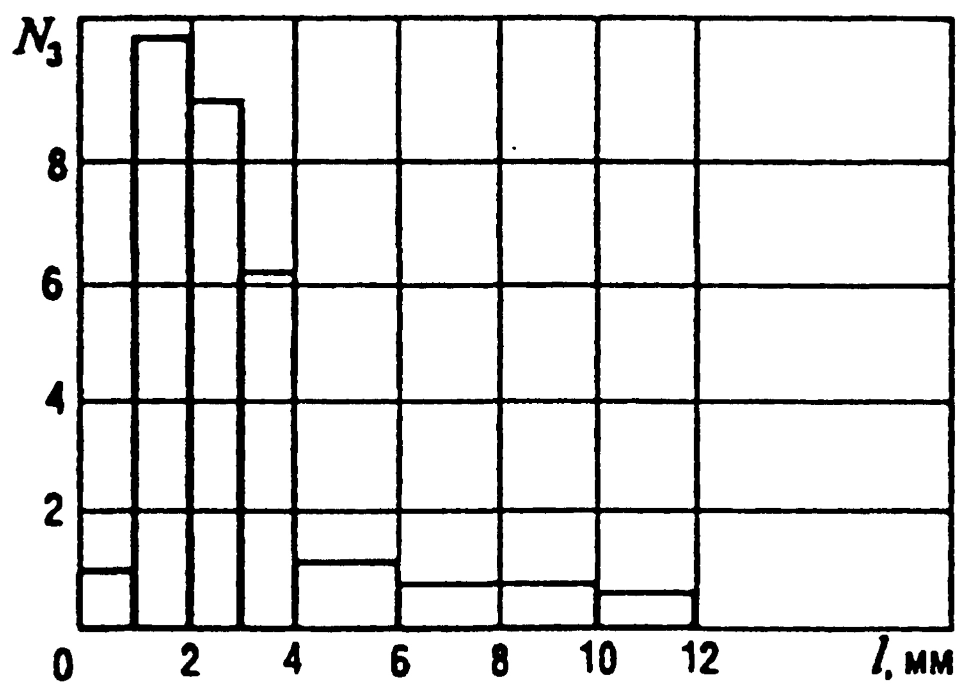
положены на расстоянии 32—36 мм от центра шва в сторону патрубка ГЗЗ на глубине 45—46 мм от наружной поверхности. Работы ряда предприятий и организаций по металлографическим исследованиям подобных несплошностей показали, что они представляют собой, в основном, цепочки шлаковых включений, имеющих округлую форму. Узкие ответвления, встречающиеся у некоторых включений, заполнены шлаком и не имеют острых концов и трещин.

Дефекты типа непровара встречаются наиболее часто при выполнении многопроходных сварных соединений в местах, наиболее неудобных для выполнения сварки на скосах кромки, а также при наплавке покрытий. Линейные размеры таких дефектов достигают нескольких миллиметров, а по площади они могут занимать до десятков квадратных миллиметров. Подобные дефекты зафиксированы в сварном соединении приварки трубопровода ГЦТ Ду 850 к патрубку ГЗЗ, в зоне сплавления антикоррозионной наплавки и основного металла корпуса реактора ($S_{экв}$= 60 мм^2) V блока НВАЭС и т. п.

Некоторые обобщения выявленных на АЭС дефектов КР показаны на рис. 36—39 [23].







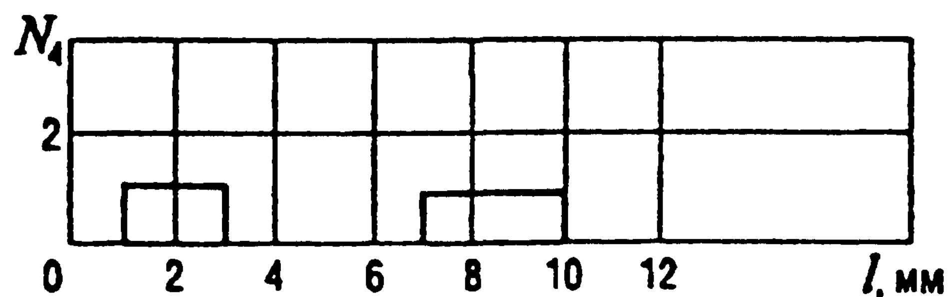


Рис. 37. Экспериментальные гистограммы выявленных методом ЦД дефектов наплавки КР ВВЭР-1000:

N — число обнаруженных дефектов при контроле *1—4*; *l* — размер дефектов на поверхности наплавки

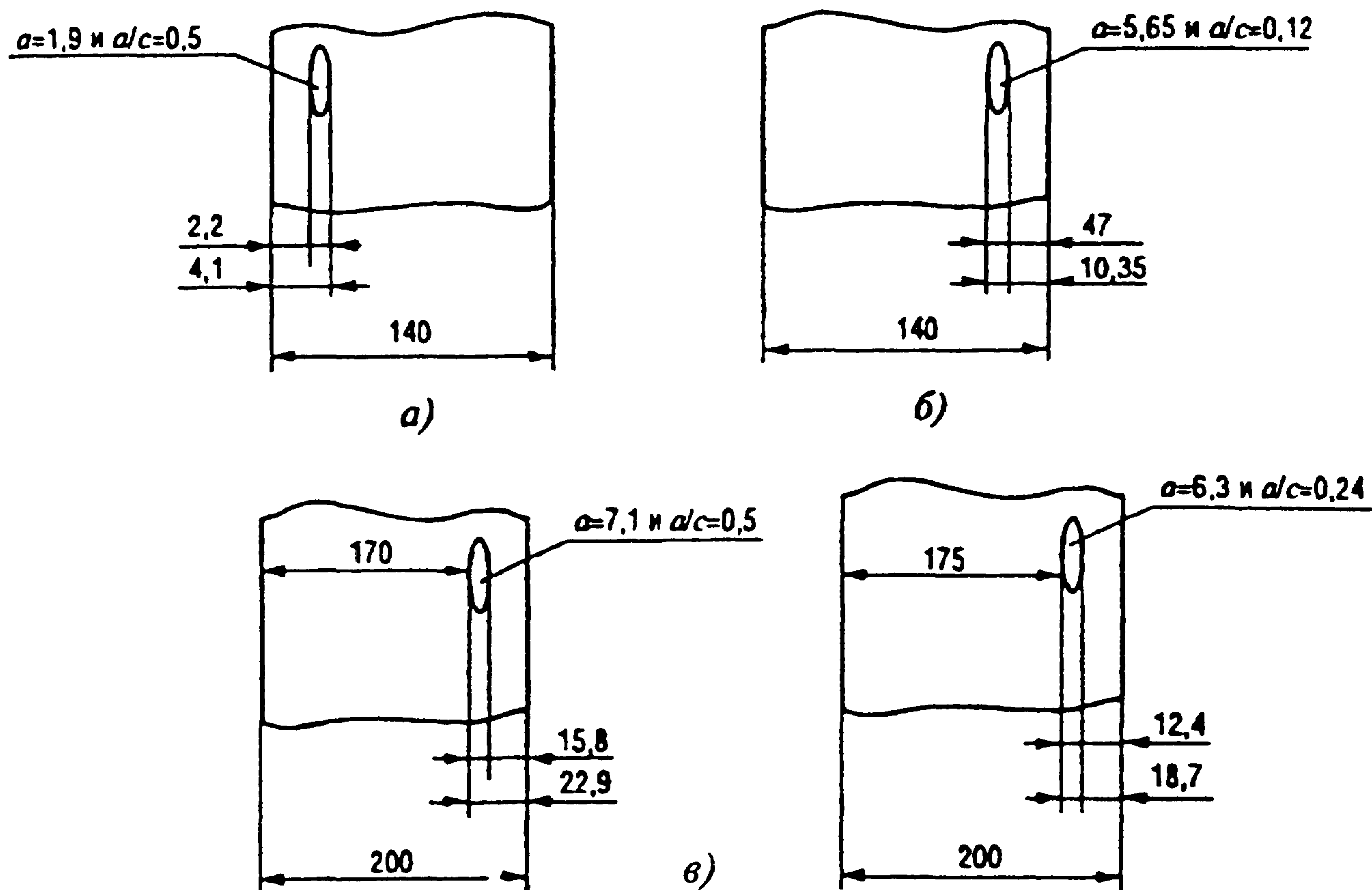


Рис. 38. Схема расположения выявленных УЗК с помощью установки «Реактор-тест» наиболее опасных подповерхностных дефектов в КР II блока КолАЭС (размеры даны в миллиметрах):

а — в четвертом шве (дефект 3); *б* — в шестом шве (дефект 5); *в* — около седьмого шва (дефект 8 — слева, дефект 9 — справа)

В общем случае размеры дефектов колеблются от небольших значений, ненамного превышающих допустимые, до очень больших, превышающих допустимые размеры в сотни и тысячи раз. Некоторые дефекты, не выявленные НКЭ, впоследствии приводят к течам или разрушениям элементов сосудов давления или трубопроводов.

Аналогичная ситуация не только в ядерной энергетике, но и в других отраслях техники. По данным Госгортехнадзора [24] в период с 1991 по 1994 гг. на объектах магистрального трубопроводного транспорта произошло 199 аварии (т.е. разрушений трубопроводов, повлекших серьезные последствия) в том числе 138 аварий на объектах природного газа и 61 авария на объектах опасных жидкостей, к которым относятся нефть, нефтепродукты, конденсат и широкая фракция легких углеводородов (табл. 8).

Число дефектов, выявленных в результате одного контроля на одном ответственном объекте современной техники, может со-

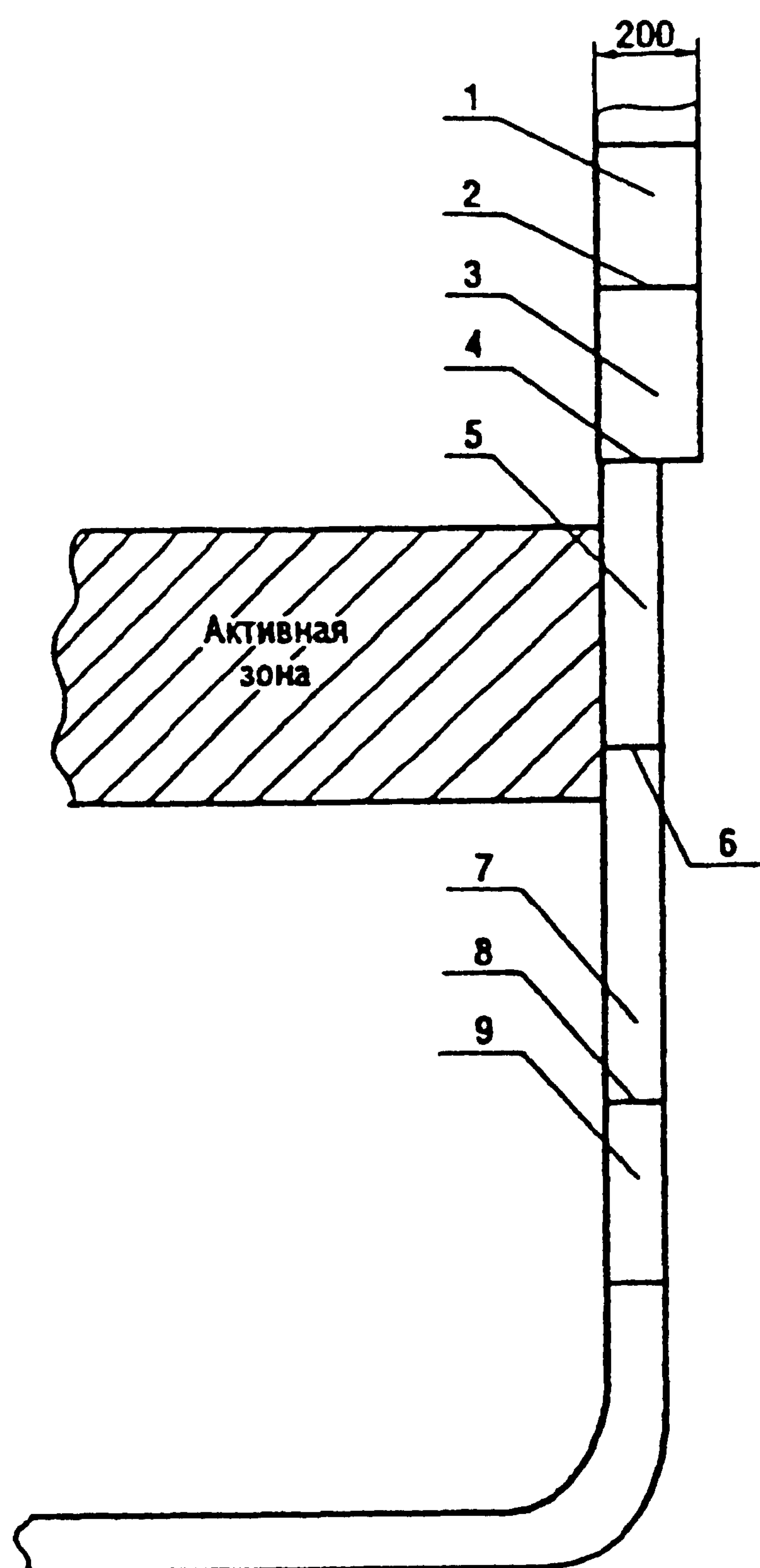


Рис. 39. Схема расположения сварных швов и обечаек КР II блока КолАЭС (к рис. 38):

1 — обечайка 022; *2* — сварной шов № 6; *3* — обечайка 012; *4* — сварной шов № 5; *5* — обечайка 031; *6* — сварной шов № 4; *7* — обечайка 032; *8* — сварной шов № 3; *9* — обечайка 032

Таблица 8. **Распределение аварийности на магистральных трубопроводах по годам**

Год	Число аварий	На объектах природного газа	На объектах опасных жидкостей
1991	52	38	14
1992	35	25	10
1993	57	40	17
1994	55	35	20

ставлять от 0 до сотен и тысяч. Например, по данным МАГАТЭ, на АЭС Доуэл в Бельгии в 1994 г. было выявлено и заглушено более 2000 поврежденных теплообменных трубок ПГ. После ремонта блок был пущен в эксплуатацию.

Наступление предельного состояния из-за исчерпания ресурс-

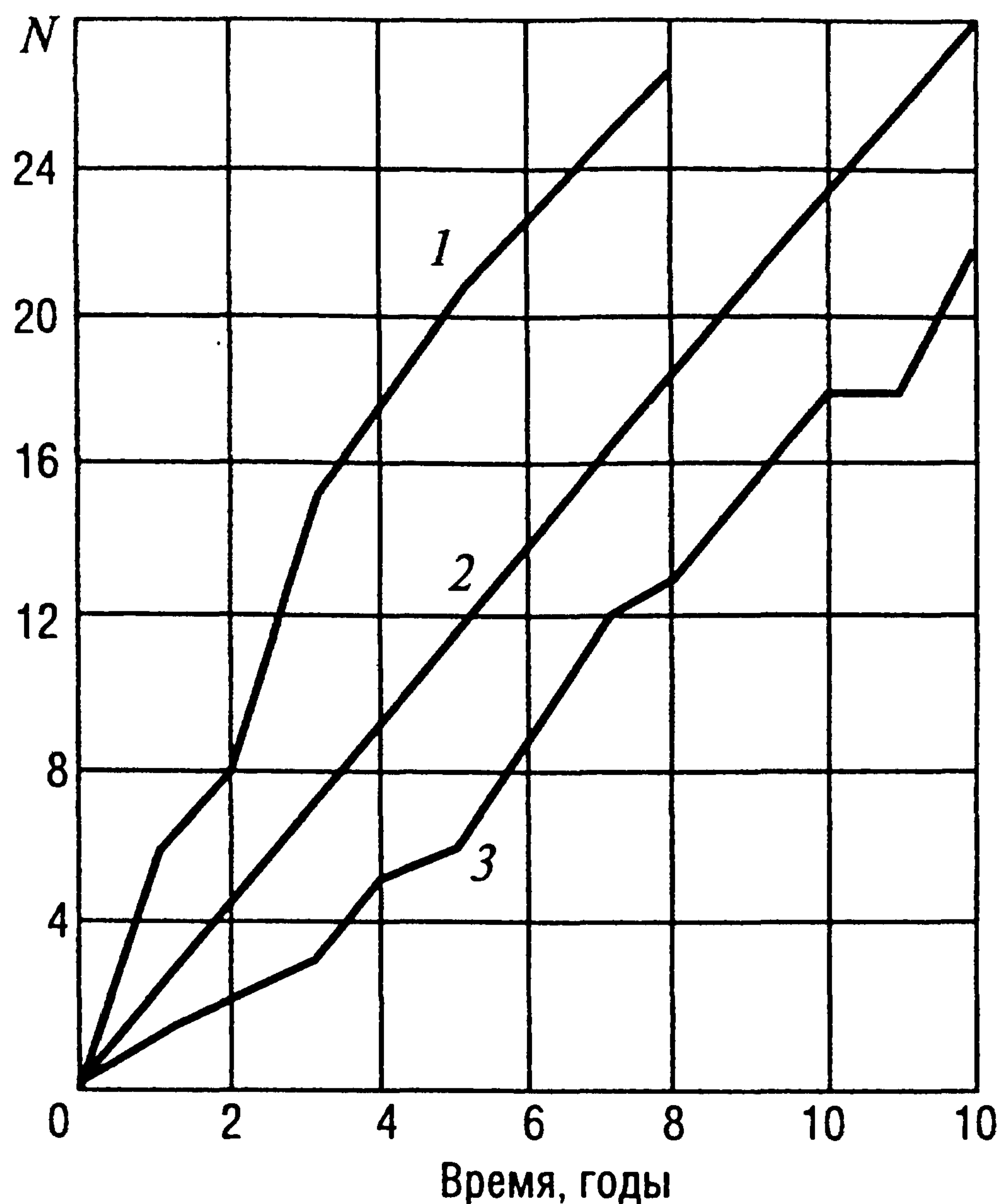


Рис. 40. Число ГИ на прочность ($P_{ги}$= 140 кг/см^2) I и II блоков АрмАЭС:
1 — I блок; *2* — проектная кривая; *3* — II блок

ных характеристик наработки, хотя и имеет место в практике эксплуатации АЭС, однако не является распространенным. Это связано с тем, что АЭС работают в базовом режиме выработки электроэнергии и фактическое число режимов редко превышает проектные значения. Проектные и фактические числа гидроиспытаний на I и II блоках АрмАЭС сопоставлены на рис. 40. Видно, что проектный и фактический темпы исчерпания режима ГИ почти совпадают.

Пример решения ресурсной задачи, когда фактическое количество режимов превысило проектное значение, дан в гл. 5.

1.6.3. Причины несоответствия ожидаемых и фактических ресурсных характеристик

Наиболее частые случаи преждевременного исчерпания назначенного ресурса эксплуатации связаны с появлением трещин или трещиноподобных дефектов.

Основными причинами возникновения трещин в сварных соединениях и наплавках являются нарушения технологии сборочных и непосредственно сварочных работ (выполнение швов на форсированных режимах, нарушение термического цикла, применение некачественных сварочных материалов и т. п.), недостаточная выявляемость дефектов применяемыми методами контроля на стадиях изготовления и предэксплуатационного контроля, а также совместное действие различных эксплуатационных (неучтенных на стадии проектирования) факторов на фоне остаточных сварочных напряжений, неудачного конструирования (вибрация, гидроудары, ускорение и инициирование коррозионных процессов и др.).

Классификация дефектов сплошности металла сосудов и трубопроводов давления АЭС (см. табл. 7) разработана на основе системного анализа дефектности на действующих АЭС и охватывает, по-видимому, все принципиально возможные типы дефектов, которые могут быть выявлены на стадии эксплуатации.

Представляет интерес проследить распределение числа дефектов по причинам и по времени их выявления в эксплуатации.

Ниже для примера приведены результаты эксплуатационного ультразвукового контроля сварных соединений трубопроводов Ду 800 главного циркуляционного контура реакторов типа РБМК.

По данным контроля III блока ЧАЭС за период 1987—1992 гг. из 258 проконтролированных швов в 38 швах обнаружены дефекты, превышающие нормы ПК 1514-72 [15]. Динамика выявления дефектов в течение указанного срока эксплуатации показана на рис. 41.

Видно, что с каждым новым контролем число дефектных швов уменьшается. Это связано, по-видимому, с технологической природой дефектов и с исчерпанием возможностей методики УЗК, а также с ремонтом выявленных дефектов.

На рис. 42—43 представлены результаты для сварных соединений трубопроводов Ду 800 двух блоков Курской АЭС по данным эксплуатационного УЗК 1984—1994 гг. Результаты контроля даны для каждой из трубопроводных петель. Выявленные протяженные дефекты, превышающие нормы, были отремонтированы. Следует отметить, что в некоторых случаях одиночные, точечные дефекты, оставленные в эксплуатации, при последующем конт-

Таблица 9. **Классификация причин повреждения**

Причина	Число дефектов
Конструкционные недостатки	156
Несовершенство технологии изготовления и контроля на заводе	23
Монтажный брак	37
Неудовлетворительная эксплуатация	15
Не выявленные причины	31
Итого	270

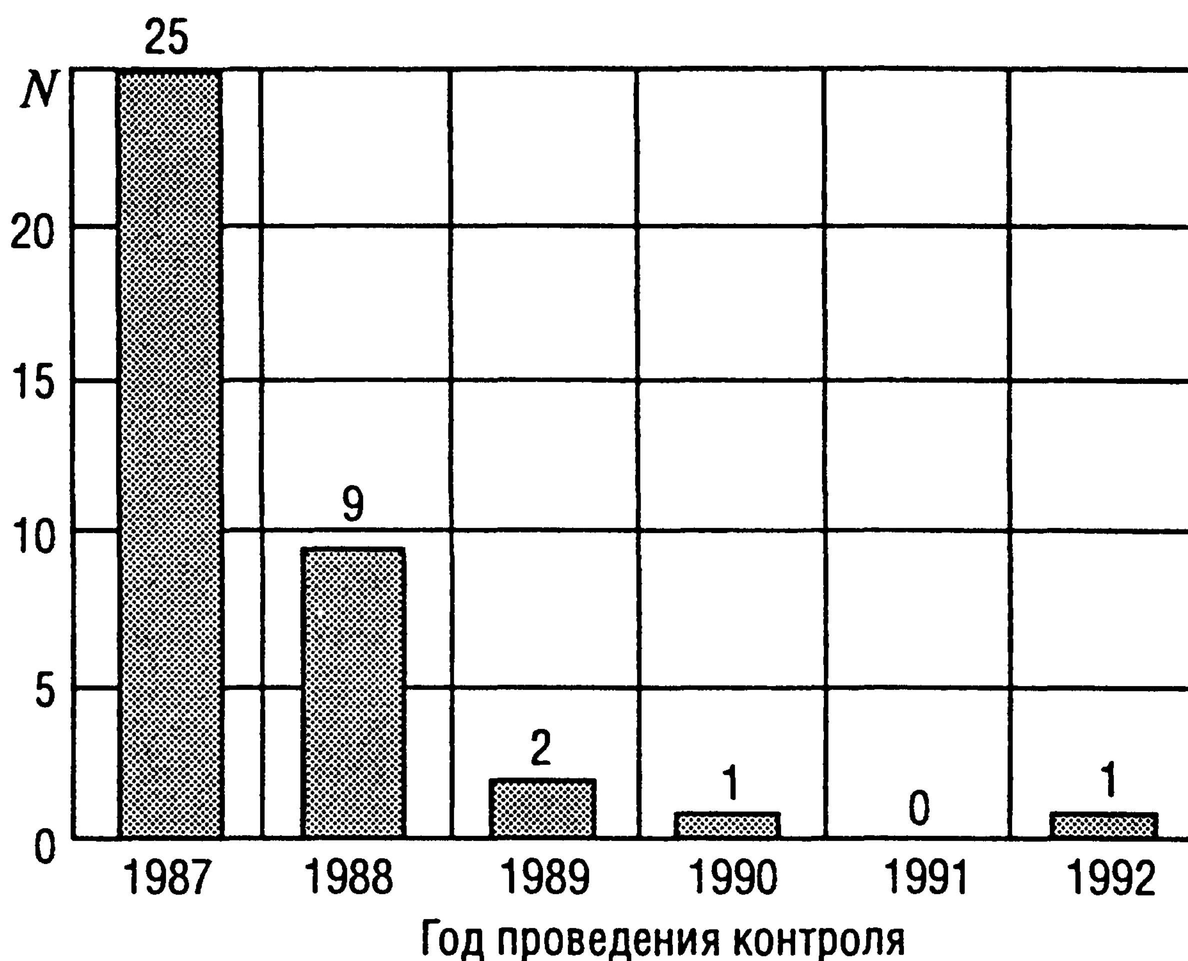


Рис. 41. Динамика выявления дефектов на III блоке ЧАЭС (N — число дефектов)

роле не подтверждались. По результатам выборок установлено, что дефекты, как правило, расположены на границе раздела перлит-аустенитная наплавка и представляют собой одиночные поры, шлаковые включения и строчечные зашлаковки. Трещин во всех случаях не обнаружено.

Аналогичная закономерность (уменьшения числа выявленных дефектов с ростом числа контролей) была установлена также в работе [25] (рис. 44), что свидетельствует о технологической природе выявленных на АЭС дефектов.

Результаты анализа причин повреждения металла обобщали многие авторы.

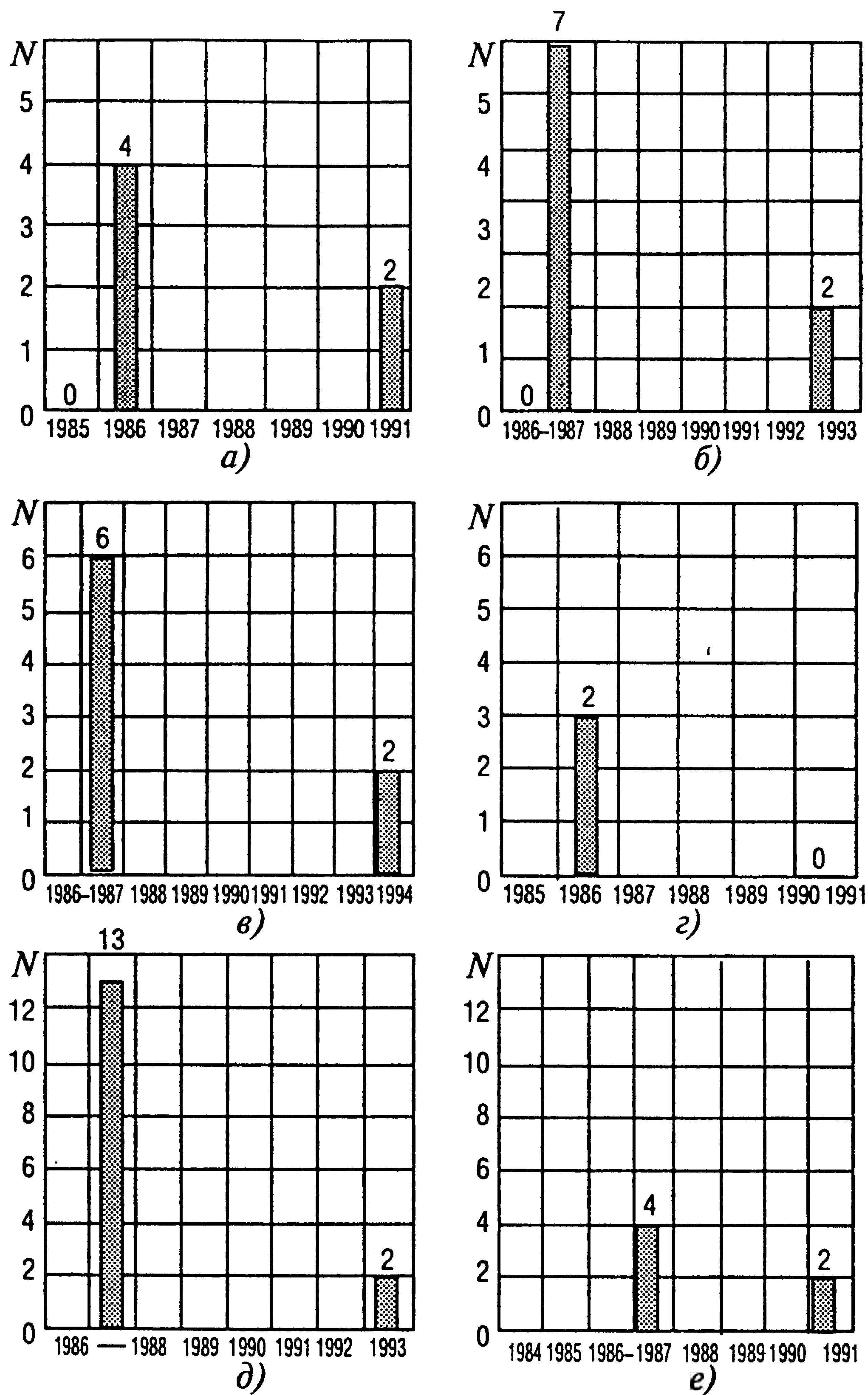


Рис. 42. Дефектность сварных швов по результатам эксплуатационного УЗК III блока КурАЭС (оценка по нормам ПК 1514-72); по оси абсцисс — год проведения контроля:

N — число дефектов; *T* — дефект точечный, не превышающий «Нормы...» ВНИИАЭС; 1994 г. — 100%-ный контроль заводских монтажных швов; *а* — петля ГНЦ-11; *б* — петля ГЦН-12; *в* — петля ГЦН-13; *г* — петля ГЦН-14 (с перемычкой); *д* — петля ГЦН-21 (с перемычкой); *е* — петля ГЦН-22

Так, В.Ф. Злепко сгруппировал причины появления дефектов на I блоке НВАЭС за период с 1964 по 1969 гг. (табл. 9).

Распределение повреждений по причинам на основе данных, полученных со всех АЭС за период с 1979 по 1980 гг., представлено в табл. 10.

Анализ результатов определения причин повреждения выявил также недостатки этого важнейшего этапа в цепи мероприятий, направленных на повышение ресурсоспособности оборудования действующих АЭС.

Основные из них:

причину повреждения установить не удается. Так, из 195 случаев повреждения металла, обнаруженных на АЭС за 2 года и описанных в табл. 10, причина повреждения указана только в 69 случаях;

вместо причины повреждения указывается характер повреждения, например, «коррозионное растрескивание», «трещина усталости» и др.;

практически во всех случаях анализа причин повреждения отсутствует количественная оценка вклада различных факторов в процесс повреждения.

Это обстоятельство, а также отсутствие разработанной методологии по анализу причин повреждения приводит к субъективизму в установлении причин.

Тем не менее, анализ результатов эксплуатации позволяет сделать следующие выводы:

1) причинами преждевременного исчерпания назначенного ресурса эксплуатации металла являются технологические дефекты, возникшие при изготовлении и монтаже, а также некоторые конструкционные недостатки оборудования или недостатки эксплуатации;

2) значительная часть дефектов пропущена заводским контролем.

В обобщенном виде распределение во времени дефектов, обусловленных недостатками этапов проектирования, изготовления и эксплуатации, показано на рис. 45. Подавляющее число дефектов, выявляемых на АЭС, имеют технологическую природу (см. рис. 45, кривая *1*). Назначенный ресурс эксплуатации в этом случае может быть, как правило, восстановлен ремонтом.

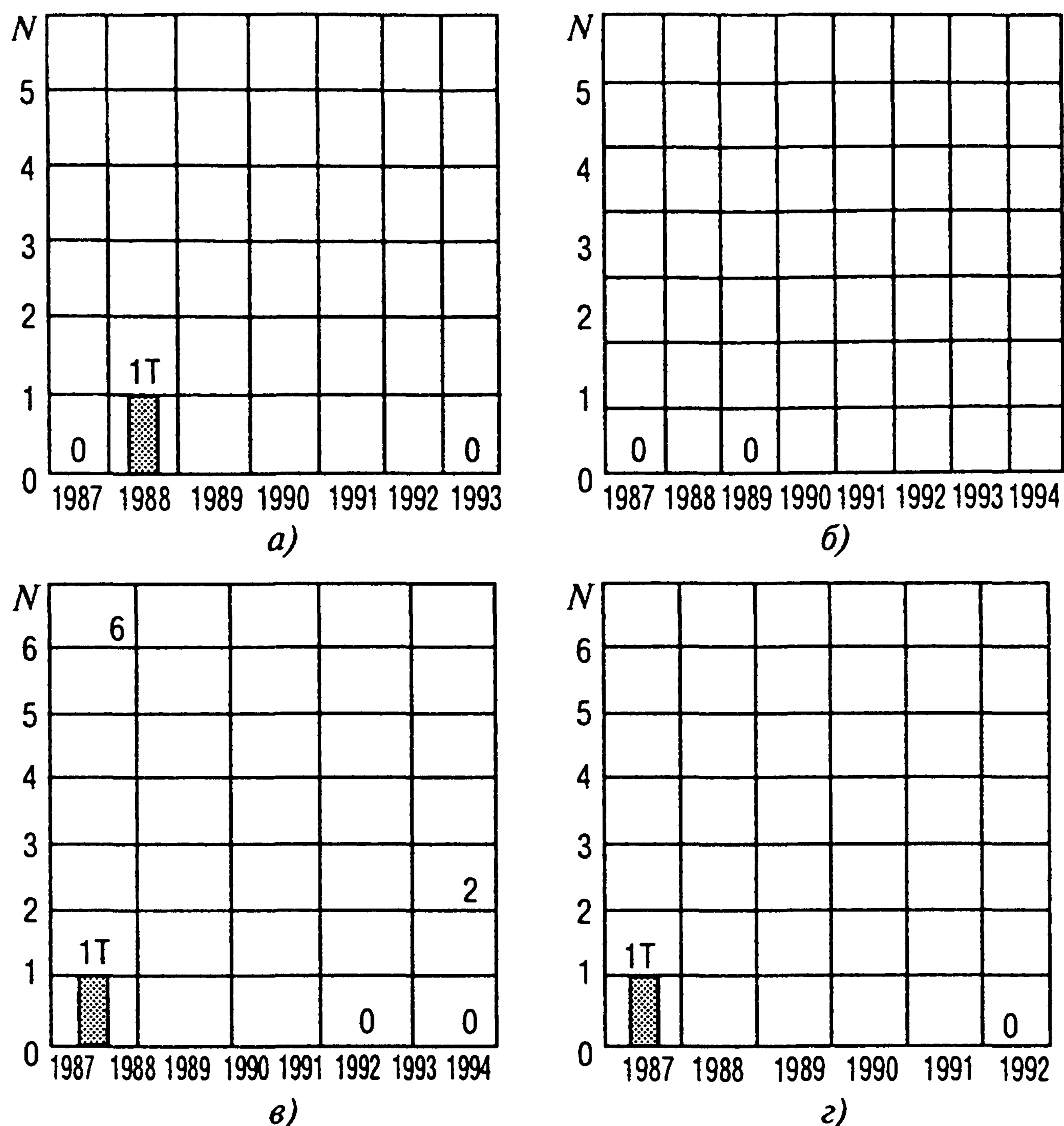
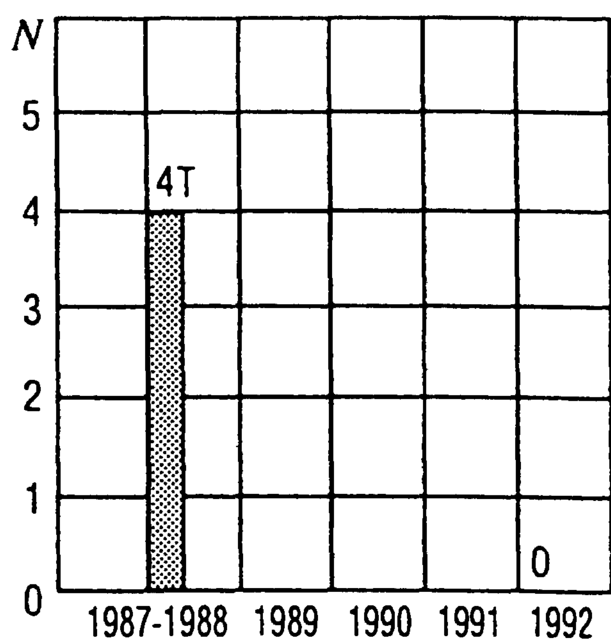


Рис. 43. Дефектность сварных швов по результатам эксплуатационного УЗК IV
ния контроля:
ВНИИАЭС; 1994 г. — 100%-ный контроль заводских монтажных швов; *а* — петля
кой); *б* — петля ГЦН-21 (с перемычкой); *е* — петля ГЦН-22; *ж* — петля ГЦН-23;

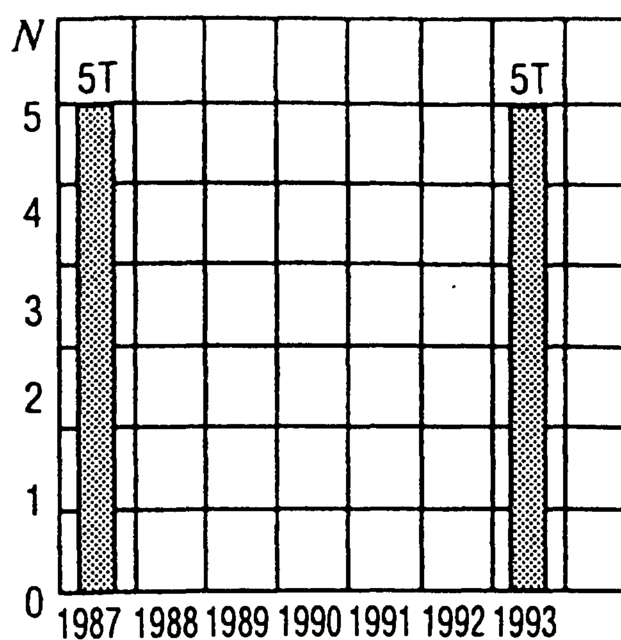
В случае преждевременного исчерпания назначенного ресурса эксплуатации из-за недостатков конструирования (см. рис. 45, кривая *2*), требуется, как правило, реконструкция. Дефекты этого типа, появившись на одном элементе оборудования, неизбежно будут выявлены также и на всех других однотипных элементах оборудования (т. е. проектный ресурс в этом случае меньше назначенного).

Недостатки эксплуатации могут также существенно сокращать ресурс эксплуатации и приводить к возникновению дефектов сплошности металла. Восстановление назначенного ресурса в этом случае часто возможно с использованием ремонтной технологии (см. рис. 45, кривая *3*). Однако нередки случаи, когда требуется замена поврежденного элемента оборудования (ресурс восстановить не удается).

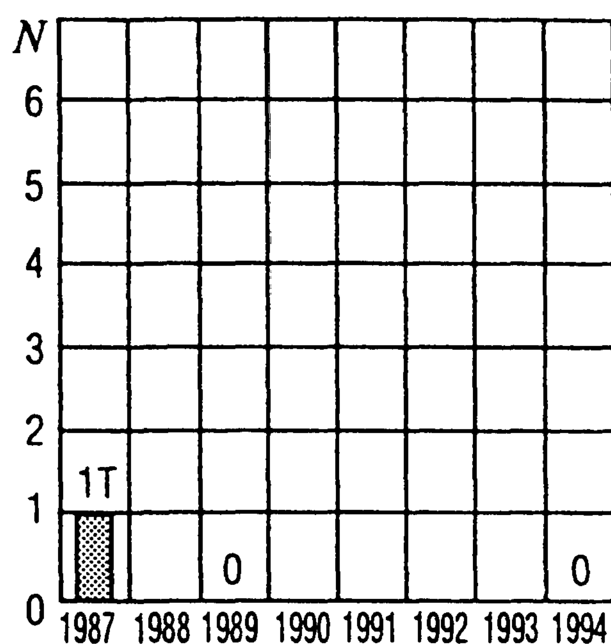
Сходная ситуация имеет место, по-видимому, и в нефтегазо-



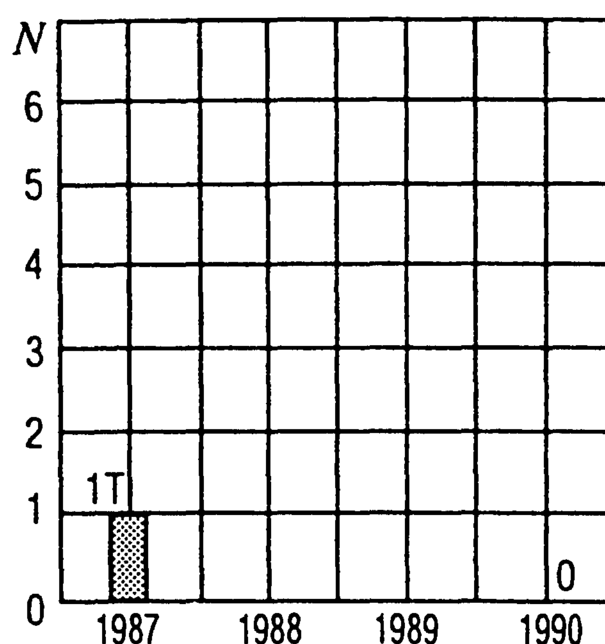
д)



е)



ж)



з)

блока КурАЭС (оценка по нормам ПК 1514-720); по оси абсцисс — год проведе-
N — число дефектов; *Т* — дефект точечной, не превышающий «Нормы...»
ГЦН-11; *б* — петля ГЦН-12; *в* — петля ГЦН-13; *г* — петля ГЦН-14 (с перемыч-
з — петля ГЦН-24

продуктопроводной технике. Так, по данным работы [24] причины неожиданного исчерпания ресурса эксплуатации локальных участков трубопроводов и возникновения вследствие этого аварий распределяются следующим образом:

на первом месте находятся нарушения норм и правил при строительстве, отступления от проектных решений и низкое качество изготовления компонентов трубопроводов — 84 аварии, или 42% общего числа аварий;

на втором месте — повреждения трубопроводов внешними воздействиями — 62 аварии, или 31% общего числа аварий. В данную категорию причин аварий включены события, при которых трубопроводы повреждались различными техническими средствами или неконтролируемыми подвижками грунта:

Таблица 10. **Распределение числа повреждений на АЭС в 1979—1980 гг. по различным причинам**

Причина	НВАЭС	Кольская АЭС	Армянская АЭС	Белоярская АЭС	Курская АЭС	Чернобыльская	Южно-Украинская	Билибинская АЭС	Суммарное число повреждений
По дефекту сварного происхождения	2	—	4	—	—	1	—	2	9
В результате сильной вибрации	—	—	1	—	—	7	—	—	8
Заводской технологический дефект	1	—	—	—	—	—	—	6	7
Дефект типа горизонтальных трещин	—	4	—	—	—	—	—	—	4
Усталость	2	—	—	—	1	3	—	—	6
Межкристаллитная коррозия	2	—	—	—	—	—	—	—	2
Коррозионное растрескивание	4	9	2	—	1	1	—	—	19
Дефекты от инородных предметов	—	—	1	—	—	—	—	—	1
Эрозионный износ металла	—	—	—	—	—	11	—	—	11
Деформация от удара при ремонте	—	—	—	—	—	1	—	—	1
Характер термоусталости	—	—	—	—	1	—	—	—	1
Общее число данных, для которых причина установлена	11	13	8	—	3	25	—	9	69
Общее число повреждений на АЭС за этот период	46	31	33	38	7	25	—	15	195

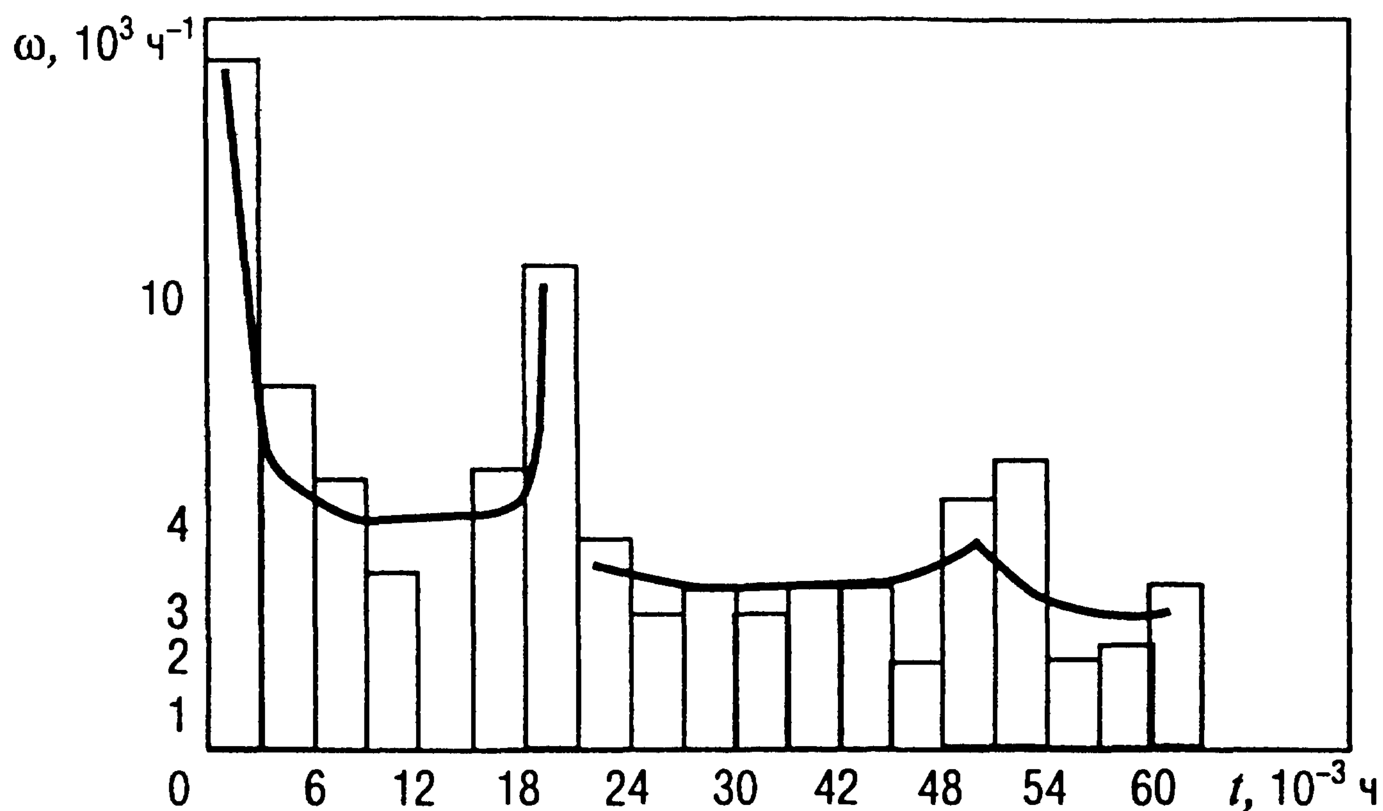


Рис. 44. Поток отказов I блока БелАЭС

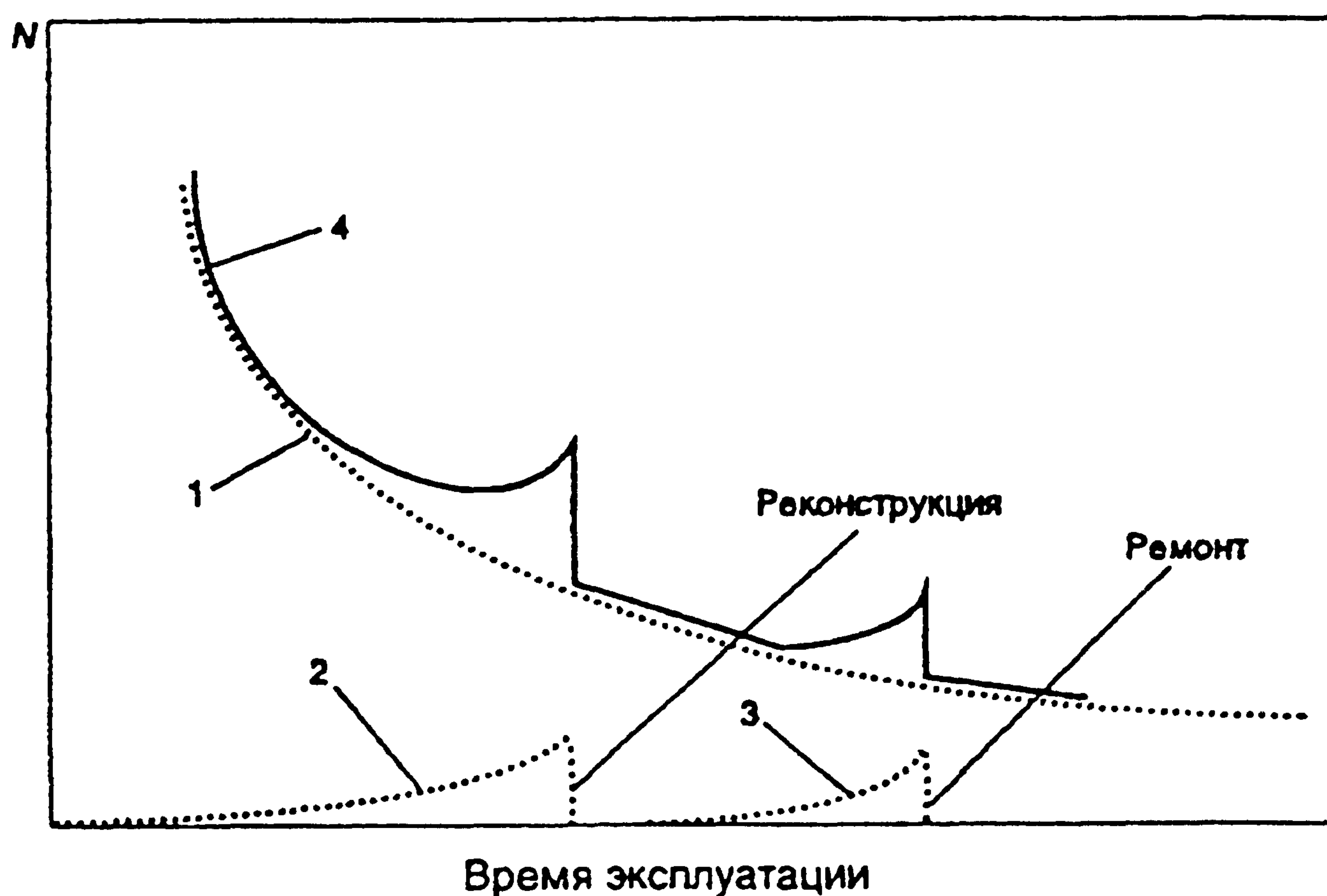


Рис. 45. Дефекты, выявляемые во время эксплуатации:
1 — дефекты, заложенные на стадии изготовления и пропущенные в эксплуатацию; *2* — рост числа дефектов, связанных с недостатками конструирования; *3* — рост числа дефектов из-за недостатков эксплуатации; *4* — суммарное число дефектов

на третьем месте — коррозионные повреждения стенок трубопроводов — 39 аварий, или около 20% общего числа аварий.

Наблюдается отчетливая тенденция роста аварийности в результате внешних воздействий землеройной и гусеничной техники, а также не учитываемых в статистике случаев преднамеренного сверления трубопроводов, транспортирующих нефтепродукты.

По данным работы [26] на трубопроводах «Оренбурггазпрома» (протяженность более 3,5 тыс. км) причины аварий следующие: 70% отказов в виде свищей вызвано дефектами в сварных швах, которые проявляются в первые годы эксплуатации; 11% отказов связано с внешними механическими повреждениями трубопроводов; 5% отказов обусловлено коррозией, остальные отказы вызваны дефектами, возникшими при ремонте и браке при сварке заплат, штуцеров и т. п.

Один из недостатков в организации расследования причин исчерпания ресурса и связанных с этим аварий — отсутствие контроля за выполнением мероприятий и рекомендаций комиссий.

В работе [24] отмечены недостатки действовавшей до недавнего времени классификации событий на объектах магистральных трубопроводов.

Так, аварией на магистральном трубопроводе считались только события, связанные с разрушением трубопроводов, которые влекли за собой серьезные последствия или длительный простой трубопровода,

В зарубежной практике аварийным событием считается любое повреждение или разрушение трубопровода.

Указанные недостатки значительно искажают реальную картину состояния трубопроводов. Например, в 1994 г. Госгортехнадзором России было выявлено 470 неконтролируемых утечек природного газа, нефти, других продуктов. Эти случаи не были классифицированы как аварии.

1.6.4. Преждевременное исчерпание назначенного ресурса по причине морального износа

Первые промышленные энергоблоки на Нововоронежской (I и II блоки) и Белоярской (I и II блоки) АЭС были закрыты по причине морального износа, при этом указанные энергоблоки имели не только дефицит безопасности, но и в значительной мере экономическую неэффективность при дальнейшей эксплуатации (большие затраты на ремонт и реконструкцию в том числе).

Ввод в действие новых положений по безопасности АЭС (ОПБ 88) [21], поставил на повестку дня вопрос о старении энергобло-

ков III и IV на НВАЭС и I, II на КолАЭС, имеющих РУ ВВЭР-440 первого поколения. Дальнейшая эксплуатация этих блоков требовала реконструкции.

Объемы реконструкции для морально устаревших конструкций или технических объектов могут быть существенно уменьшены или вообще отменены, если будут вскрыты резервы прочности ответственных элементов конструкций технического объекта.

Так, объемы реконструкции III, IV блоков НВАЭС и I, II блоков КолАЭС были уменьшены в связи с обоснованием повышенной живучести главных циркуляционных трубопроводов РУ ВВЭР-440 и возможности обеспечения безопасности их эксплуатации на основе концепции «течь перед разрушением» (ТПР) (разд. 5.7.2).

В разд. 5.7.1 описан случай полной отмены реконструкции морально устаревших компенсаторов объема РУ с ВВЭР-440 первого поколения на основании вскрытия резервов прочности и доказательства безопасной их эксплуатации на протяжении всего назначенного срока службы.

1.6.5. О необходимости научного подхода к контролю и управлению ресурсом во время эксплуатации АЭС

Краткие сведения, изложенные выше о фактическом ресурсе эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС, свидетельствуют о том, что современное состояние технологии ресурсного проектирования, изготовления и монтажа не в состоянии обеспечить в полной мере назначенный ресурс эксплуатации, безотказную работу элементов конструкций на протяжении всего назначенного срока службы.

Преждевременное и часто непредсказуемое исчерпание ресурса ведет к сверхплановым простоям оборудования, снижению КИУМ; снижению экономической эффективности АЭС, а главное, создает угрозу безопасности персоналу, окружающей среде и населению.

В связи с этим эксплуатирующие АЭС организации вынуждены создавать и реализовывать на АЭС дополнительные технологии и средства контроля ресурсных характеристик и восстановления ресурса в случае его преждевременного исчерпания.

Указанные технологии и средства решения ресурсных задач на АЭС (в дальнейшем — система обеспечения ресурса конструкций АЭС, или СОР АЭС) позволяют существенно влиять на ресурс, надежность и безопасность эксплуатации конструкций АЭС.

Однако, складываясь под влиянием, с одной стороны, страха перед авариями, а с другой — стремления сократить расходы на эксплуатацию, СОР АЭС не обладает достаточной оптимальностью и эффективностью, не имеет единой теоретической основы, а затраты на ее функционирование достаточно велики и сравнимы со всеми другими затратами на эксплуатацию.

Большие затраты, связанные с функционированием СОР АЭС, и большие убытки, обусловленные недостаточной ресурсоспособностью конструкций и оборудования, требуют глубоких теоретических разработок и анализа проблемы ресурса и на этой основе дальнейшего совершенствования СОР АЭС.

В настоящей книге проблема обеспечения ресурса рассмотрена в контексте системной технологии как часть проблемы обеспечения ресурса, надежности и безопасности конструкций во время эксплуатации АЭС.

Практическая реализация рекомендаций, изложенная в книге, позволит существенно (в 2—3 раза) увеличить средний ресурс конструкций действующих энергоблоков АЭС, повысить их экономические показатели (не менее чем на 10%), надежность и безопасность (на один, два и более порядков).

Для блоков АЭС, выработавших назначенный срок эксплуатации, системная технология позволяет продолжить их эксплуатацию естественным образом, без авральных работ, на основании данных хорошо отлаженной работы СОР АЭС.

Особенно эффективным может быть применение системной технологии на новых, вводимых в эксплуатацию сегодня, энергоблоках. В этом случае имеется возможность существенно увеличить гарантированный ресурс, приблизив его к назначенному.

Более полно системный подход к проблеме обеспечения ресурса, надежности и безопасности конструкций во время эксплуатации АЭС и системная технология рассмотрены в публикациях [2, 3, 23, 27, 28 и др.].

Глава 2

КОНТРОЛЬ РЕСУРСА ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС

Контроль ресурса во время эксплуатации АЭС осуществляется путем контроля ресурсных характеристик, определяющих наступление предельных состояний. Предельные состояния наступают:

при достижении недопустимых остаточных формоизменений конструкции вследствие пластических деформаций, коррозии, механического или эрозионного износа;

при появлении на поверхности конструкции любых трещин или подповерхностных дефектов сплошности;

при достижении характеристиками наработки предельно допустимых значений.

В более общем виде наступление предельного состояния может быть оценено коэффициентами запаса прочности, значения которых должны быть не ниже нормативных, указанных в Нормах прочности АЭС [4].

В настоящем разделе описаны штатные мероприятия, выполняемые на АЭС, в результате которых контролируются форма конструкции, дефекты сплошности и наработка. В ряде случаев (для корпуса реактора РУ ВВЭР и главных трубопроводов) в число штатных мероприятий входит контроль механических свойств и структуры.

Однако контроль ресурса начинается на стадии входного контроля оборудования. Осуществляется он изучением сопровождающей оборудование технической документации.

2.1. Контроль ресурса по технической документации

Ответственные конструкции и оборудование АЭС (прежде всего сосуды и трубопроводы давления) поставляются совместно с технической документацией, которая в совокупности на-

зывается паспортом. Ниже подробно рассмотрен паспорт сосуда давления.

В паспорте сосуда давления указан его назначенный срок службы (в часах), а также представлены важнейшие документы, связанные с ресурсными характеристиками, а именно:

допустимые условия эксплуатации;

подробная характеристика материалов, из которых изготовлена конструкция или ее элемент, включая фактические данные о химическом составе, механических свойствах, коррозионных технологических свойствах;

данные о термической обработке;

результаты гидравлических испытаний;

комплект чертежной документации;

расчет на прочность;

техническое описание и инструкция по эксплуатации;

сведения по отклонениям от конструкторской документации (если таковые имеются).

При анализе данных, приведенных в паспорте, проверяют соответствие их требованиям ТУ, ОСТ, ГОСТ, НТД. Особенно важным является анализ расчета на прочность.

При анализе расчетов на прочность проверяют правильность учета режимов эксплуатации, выбора основных геометрических размеров, использования в расчете физико-механических характеристик материала, применения различных критериев прочности, определения напряжений, проводится поиск возможных ошибок и недостатков.

По результатам анализа паспорта может быть затребована дополнительная документация от конструкторской организации, завода-изготовителя, главной материаловедческой организации. Наиболее важная информация может быть перепроверена дополнительным контролем или исследованиями, выполненными на АЭС или в лабораториях в период входного контроля, пуско-наладочных работ и эксплуатации.

Анализ технической документации, поступающей на АЭС совместно с конструкциями или оборудованием, является важным этапом в обеспечении ресурса эксплуатации. Этот этап можно назвать анализом базовых ресурсных характеристик. Важность

этого этапа определяется тем, что, как показывает практика, во время проектно-конструкторских работ и изготовления могут иметь место недостатки, дополнительная вероятность обнаружения которых имеется на этапе анализа паспорта на изделие. Так, тщательный анализ документации на корпус реактора, поставленный для Финляндии в составе РУ ВВЭР-440, позволил финским специалистам спланировать и провести дополнительные исследования корпусной стали, выявившие недостаточную ресурсоспособность корпусов по критерию сопротивления хрупкому разрушению.

2.2. Контроль ресурса по фактическому состоянию металла и конструкции в целом

Целью контроля фактического состояния металла и конструкции в целом является проверка отсутствия исчерпания ресурса по какому-либо из перечисленных выше предельных состояний. Вследствие того, что процесс накопления повреждений протекает во времени достаточно медленно, положительные результаты контроля служат основанием продолжить эксплуатацию до следующего контроля. Время между контролями зависит от уровня надежности конструкции и в идеале должно соответствовать гарантированному остаточному ресурсу эксплуатации. Если бы время между контролями не превышало гарантированный остаточный ресурс эксплуатации, на АЭС не было бы внеплановых остановов энергоблоков.

Как известно, внеплановые остановы энергоблоков — явление достаточно частое на АЭС у нас в стране и за рубежом, что свидетельствует о том, что:

гарантированный ресурс отдельных элементов конструкции и деталей оборудования меньше межконтрольного периода:

исчерпание ресурса в межконтрольный период и наступление предельного состояния представляют угрозу безопасности АЭС, так как происходят на работающем энергоблоке;

факт наличия внеплановых остановов энергоблоков требует дальнейшего совершенствования СОР АЭС, как по экономическим соображениям, так и по соображениям безопасности

(направления совершенствования обсуждены в гл. 3, 4, разд. 6.1, 6.3—6.6).

Рассмотренные ниже виды контроля не были предусмотрены для энергоблоков первого поколения. Более того, целый ряд элементов конструкций РУ первого поколения и последующих поколений был спроектирован без учета требования контролепригодности. Однако уже на первых энергоблоках начала формироваться технология эксплуатационного контроля. Так, на I блоке Нововоронежской АЭС первые программы контроля металла были разработаны под руководством начальника Лаборатории металлов и сварки В.Т. Сергунова. Научную поддержку этим работам оказывал Отдел материалов ВТИ им. Дзержинского (руководитель В.Ф. Злепко). С 1976 г. (и по настоящее время) разработку инструкций эксплуатационного контроля состояния металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС взял на себя Отдел материаловедения ВНИИАЭС (тогда НПО «Энергия»). Решение о включении этих работ в качестве постоянного направления деятельности отдела было принято начальником отдела, к.т.н. М.Д. Абрамовичем. На принятие указанного решения оказал влияние, по-видимому, и автор, который решительно высказался за указанное направление работ как одно из важнейших направлений научно-технической деятельности ВНИИАЭС в области повышения надежности и работоспособности оборудования АЭС (что было на тот период для многих специалистов, участвовавших в дискуссии, не очевидно). Бессменным руководителем работ по созданию инструкций эксплуатационного (а также входного) контроля состояния металла конструкций АЭС является В.Е. Шведов. Указанные инструкции содержат требования к объемам, методам и периодичности контроля конкретных элементов оборудования и трубопроводов АЭС с учетом опыта эксплуатации и документов [5, 14, 15, 21].

В разработке инструкций активное участие принимают сотрудники АЭС, конструкторских организаций, ГМО, а также Отдела материаловедения ВНИИАЭС.

Впервые требования к эксплуатационному контролю в документах Госатомнадзора высшего уровня были сформулированы в Правилах устройства и безопасной эксплуатации АЭС от 1972 г.

[29]. Новая редакция Правил [5] от 1990 г., действующая и сегодня, учитывает накопленный в эксплуатации опыт, в том числе и опыт исследований, выполненных автором (подробней см. разд. 2.2.2, 2.4, 3,1).

В настоящее время накоплен дополнительный опыт решения ресурсных задач на АЭС, отраженный как в принятых технических решениях, так и в методиках, инструкциях и технических требованиях, разрешенных к применению на АЭС концерном РЭА и Госатомнадзором (см. разд. 6.4). И это также требует пересмотра НТД высшего уровня.

2.2.1. Неразрушающий контроль

Неразрушающие методы контроля используют для поиска дефектов сплошности металла. Выявляемые этим видом контроля трещины или другие дефекты сплошности позволяют остановить эксплуатацию конструкции по существу в запредельном состоянии. (Указанные выше критерии ресурсоспособности не допускают даже зарождения любых макротрещин.) Если в эксплуатации неразрушающим методом выявлена трещина усталости, это означает, что фактический коэффициент запаса прочности меньше или равен единице.

Неразрушающий контроль дефектов сплошности осуществляется:

1) визуальным контролем;
2) капиллярным или магнитопорошковым методом;
3) ультразвуковым методом;
4) методами радиографии;
5) вихретоковым контролем;
6) другими методами.

Обязательному контролю подлежат:

1) оборудование группы А* (корпуса реакторов ВВЭР, АСТ) — сварные соединения и антикоррозионные наплавки, основной металл в зонах концентрации напряжений и зонах, расположен-

* Разделение на группы А, В и С производится по критерию их влияния на безопасность АЭС (А — наибольшее влияние). Подробней см. [5].

ных напротив активной зоны, сварные соединения и радиусные переходы патрубков присоединения трубопроводов, уплотнительные поверхности разъемных соединений корпусов и крышек, сварные швы присоединения опор, шпильки, металл в резьбовых отверстиях под шпильки и опорные бурты нажимных колец;

2) оборудование группы А (корпуса реакторов на быстрых нейтронах) — швы приварки страховочных корпусов к основному корпусу, а также элементов в зоне отсутствия страховочного корпуса;

3) оборудование группы А (кроме указанного в 1 и 2), оборудование группы В — все сварные соединения корпусов и основной металл в зонах концентрации напряжений, швы приварки патрубков к корпусу и крышке, сварные швы коллекторов или трубных досок парогенераторов, внутренняя поверхность корпусов в зоне пар-вода, радиусные переходы патрубков, зоны перемычек между отверстиями в корпусе, сварные швы присоединения опор, болты и шпильки, металл в резьбовых отверстиях под болты и шпильки;

4) трубопроводы группы В — сварные соединения и антикоррозионные наплавки труб и коллекторов, гибы, сварные швы приварки патрубков и труб в местах отводов, сварные швы тройников, переходов, присоединения опор (на трубопроводах систем АЗУ с реактором на быстрых нейтронах страховочных кожухов и зонах приварки этих кожухов к трубопроводам).

Допускается осуществлять контроль на отдельных участках перечисленных выше зон оборудования и трубопроводов.

Контроль проводят до пуска энергоблока в эксплуатацию (предэксплуатационный контроль), а также во время эксплуатации.

Периодический контроль во время эксплуатации проводят в следующие сроки: первый — не позже, чем через 20 000 ч работы оборудования и трубопроводов; последующие — для оборудования группы А и оборудования и трубопроводов группы В, изготовленных из труб или оболочек с продольными сварными швами, не позднее, чем через каждые 30 000 ч работы, исчисляемых от проведенного предыдущего периодического контроля; для остального оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю — через каждые 45 000 ч работы, отсчитываемых от проведенного предыдущего контроля.

Выполнение предусмотренного контроля (после первого) может быть распределено по промежуточным этапам в рамках указанной периодичности длительностью не менее 5000 ч.

Кроме указанных видов контроля может быть внеочередной контроль, который проводят после землетрясений, по бальности равных или превышающих проектное, после аварийных ситуаций или по требованию вышестоящих организаций или надзорных органов.

На основании инструкций [16–19] (в последнее время переименованных в типовые программы) для контроля состояния металла непосредственно на АЭС разрабатывается более детальная программа контроля.

2.2.2. Контроль механических свойств

Механические (прочностные) свойства конструкционных сталей могут оказывать решающее влияние на ресурс эксплуатации, в связи с чем в эксплуатации предусмотрен их периодический контроль. Контроль производят:

по образцам-свидетелям;

по вырезкам металла из действующего оборудования (разрушающим методом);

неразрушающем методом по твердости.

Образцы-свидетели для контроля механических свойств и характеристик сопротивления хрупкому разрушению должны обязательно устанавливаться:

1) в водо-водяные реакторы — вблизи зон корпуса, расположенных напротив активной зоны;

2) в водографитовые реакторы РБМК — в технологические каналы;

3) в реакторы на быстрых нейтронах — вблизи зон корпуса, на которые воздействует максимальный поток нейтронов.

С помощью образцов-свидетелей контролируют:

1) изменение механических свойств (предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения, относительного сужения);

2) изменение характеристик сопротивления хрупкому разру-

шению (критическую температуру хрупкости, вязкость разрушения или критическое раскрытие трещины);

3) изменение характеристик сопротивления усталости (кривые усталости);

4) характеристики общей и местной коррозии (в том числе язвенной, коррозии под напряжением и межкристаллитной коррозии).

Испытания образцов-свидетелей, установленных в корпус реактора, должны осуществляться не менее 6 раз за расчетный срок службы корпуса. При этом в первый раз выгрузка и испытания образцов-свидетелей проводится через 1 год после начала эксплуатации, а последующие 3 раза — через каждые 3 года в первые 10 лет эксплуатации, при условии, что к моменту первой выгрузки флюенс нейтронов на корпусе реактора будет составлять не менее 10^{22} нейтр./м^2, но не более 10^{23} нейтр./м^2 ($E \geq 0,5$ МэВ).

Для корпусов реакторов, в которых это условие не выполняется, периодичность выгрузки и испытаний образцов-свидетелей устанавливается конструкторской организацией.

В зависимости от результатов испытаний образцов-свидетелей первой выгрузки последующие сроки выгрузки могут быть изменены по согласованию между предприятием-владельцем и конструкторской организацией.

Контроль механических свойств трубопроводов разрушающими методами на вырезанных кусках металла должен проводиться не реже чем через каждые 100 000 ч эксплуатации для РУ с водо-водяным и водографитовыми реакторами и через каждые 50 000 ч для РУ с реакторами на быстрых нейтронах с жидкометаллическим теплоносителем .

Начиная с 1977 г. на действующих АЭС нами начали применяться неразрушающие методы контроля механических свойств по твердости. Первые измерения были проведены на компенсаторах объема III, IV блоков НВАЭС в 1977—78 г.* [30] (см. также разд. 5.7.1), затем в 1978—79 гг. [31] на КО АрмАЭС и в 1980 г. на барабан-сепараторах и испарителях I блока БелАЭС [32]**.

---

* Измерения были проведены совместно с Е.И. Семеновым.

** Измерения были проведены А.П. Копыриным.

Обобщение опыта указанных измерений позволило в 1982 г. разработать Инструкцию определения механических свойств по твердости, которая была разрешена к применению на АЭС Госатомэнергонадзором СССР [33]. В указанной инструкции был учтен опыт тепловых станций [34] и опыт Лаборатории металла МЭИ [35].

В 1986 г. контроль состояния металла методом твердости успешно был осуществлен на корпусе реактора III блока НВАЭС [36].

Полученные успехи в применении неразрушающего метода контроля механических свойств по твердости позволили в новой редакции Правил устройства и безопасной эксплуатации АЭС от 1990 г. [5] сделать запись, разрешающую применение для контроля механических свойств наряду (или вместо) с разрушающими методами неразрушающих.

2.2.3. Измерительный контроль

Цель измерительного контроля — оценка остаточного ресурса и возможности дальнейшей эксплуатации по критерию формоизменения. На стадии входного контроля выполняется большой объем измерительного контроля в целях проверки соответствия реальных геометрических размеров конструкции номинальным значениям, указанным в чертежной документации, а также фиксация исходных геометрических размеров. Измерительный контроль перемещений элементов конструкций РУ под действием термосиловых воздействий (ПГ, барабан-сепараторов и др.) осуществляется для подтверждения отсутствия непредусмотренного проектом защемления и возникновения дополнительных термических напряжений.

Измерительный контроль проводят с использованием механических или оптических измерительных приборов, а также ультразвуковых толщиномеров.

В случае, если в контрольном элементе сосуда или трубопровода давления утонение стенки вследствие повышенных темпов коррозии, механического или эрозионного износа превысило добавки на коррозию и технологию изготовления, предельно допустимые значения утонения можно определить пересчетом прочности данного конкретного элемента.

Для деталей оборудования (арматуры, насосов и т.п.) главными критериями допустимых формоизменений являются их соответствие чертежу и возможность выполнения своих функций

На оборудовании и трубопроводах в зонах действия общих и местных мембранных и общих изгибных напряжений при скорости установившейся ползучести более 10^{-5} %/ч должно проводиться измерение наружных или внутренних размеров в местах, указанных в проектной (конструкторской) документации, в следующие сроки:

первое — перед пуском в эксплуатацию, второе — через 30 000 ч после пуска, последующее — через каждые 50 000 ч после предыдущего измерения.

Из мест, где обнаружена недопустимая остаточная деформация, обязательна вырезка образцов для последующих исследований структуры, свойств и состояния материала.

Недопустимые формоизменения, повреждения поверхности конструкций могут быть обнаружены также в процессе технического освидетельствования.

Техническое освидетельствование проводится до начала эксплуатации, а также во время эксплуатации:

для сосудов, трубопроводов и оборудования группы А и В, а также для оборудования группы С, если нельзя провести внутренний осмотр — не реже одного раза в 4 года;

для остальных сосудов, трубопроводов и оборудования группы С — не реже 1 раза в 8 лет;

для конструкций РУ после ремонта или реконструкции с применением сварки.

Важнейшим элементом технического освидетельствования является гидравлическое (пневматическое) испытание.

2.3. Контроль ресурса по гидравлическим испытаниям на прочность и плотность

Гидравлические (пневматические) испытания (ГИ) можно рассматривать как продолжение контроля дефектов сплошности и необратимых формоизменений, описанных в предыдущем разделе. Различие в том, что этим методом выявляются более разви-

тые дефекты сплошности, приводящие к течам, а также развитые пластические деформации, приводящие к протечкам в узлах уплотнения. Метод позволяет оценить состояние сосуда или трубопровода давления в целом. При ГИ не исключено внезапное полное разрушение конструкции или ее элемента. Таким образом, ГИ являются интегральным методом оценки фактического состояния металла и конструкции в целом, подтверждения наличия или отсутствия запредельных состояний, связанных с наличием развитых процессов разрушения или пластических деформаций, который в случае положительных результатов позволяет продолжить эксплуатацию до следующих ГИ.

Основные требования к технологии ГИ изложены в [5].

ГИ во времени совмещают с техническим освидетельствованием оборудования и проводят после завершения цикла неразрушающего контроля, а также необходимого объема контроля механических свойств и измерительного контроля. ГИ проводят при снятой теплоизоляции и после предварительного общего осмотра оборудования.

Давление ГИ P_h должно быть не меньше

$$P_h \geq K_h\, P[\sigma]^{T_h}/[\sigma]^T$$

и не более

$$P_h \leq 1{,}35[\sigma]^{T_h}, \qquad (29)$$

где K_h= 1,25 для оборудования и трубопроводов и K_h= 1 для защитных оболочек и страховочных корпусов (кожухов); P — расчетное давление при испытаниях на предприятии-изготовителе или рабочее давление при испытаниях после монтажа и в процессе эксплуатации; $[\sigma]^{T_h}$ — номинальное допустимое напряжение при температуре ГИ T_h для рассматриваемого элемента конструкции; $[\sigma]^T$ — номинальное допустимое напряжение при расчетной температуре T рассматриваемого элемента конструкции.

В случае, если ГИ подвергаются система или контур, состоящие из оборудования и трубопроводов, работающих при разных рабочих давлениях и/или расчетных температурах или изготовленных из материалов с различными $[\sigma]^{T_h}$ и/или $[\sigma]^T$, то давле-

ние ГИ этой системы (контура) следует принимать равным минимальному значению верхней границы давлений испытаний, выбранному из всех соответствующих значений для оборудования и трубопроводов, составляющих систему (контур).

Значения давления ГИ для оборудования и сборочных единиц (блоков) трубопроводов должны указываться предприятием-изготовителем в паспорте оборудования и свидетельстве об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода.

Значения давлений ГИ (контуров) должны определяться проектной организацией и сообщаться предприятию-владельцу оборудования и трубопроводов, которое уточняет эти значения на основе данных, содержащихся в паспортах оборудования и трубопроводов, комплектующих систему (контур).

ГИ оборудования и трубопроводов должны проводиться при температуре испытательной среды, при которой температура металла испытуемого оборудования и трубопроводов не будет ниже минимальной допустимой, определяемой согласно Нормам расчета на прочность. При этом во всех случаях температура испытательной и окружающей среды не должна быть ниже 5 °С.

Расчет T_h после изготовления и монтажа допускается не проводить в следующих случаях:

1) изделие изготовлено из коррозионно-стойкой стали аустенитного класса, цветного или железоникелевого сплава;

2) изделие изготовлено из материалов с пределом текучести при температуре 20 °С менее 295 МПа (30 кгс/мм^2) и имеет наибольшую толщину стенки не более 25 мм;

3) изделие изготовлено из материалов с пределом текучести при температуре 20 °С менее 590 МПа (60 кгс/мм^2) и имеет наибольшую толщину стенки не более 16 мм.

Допускается также без проведения расчета определять минимальную допустимую температуру металла при гидравлических испытаниях T_h из следующих соотношений:

при $SR^2_{P0,2} \leq 3,5 \cdot 10^6$

$$T_h \geq T_{\text{к}0} - 260 + 73 \cdot 10^{-6}\, SR^2_{P0,2};$$

при $3,5 \cdot 10^6 < SR^2_{P0,2} \leq 25 \cdot 10^6$

$$T_h \geq T_{\text{к}0} - 17 + 3,1 \cdot 10^{-6}\, SR^2_{P0,2};$$

при $SR_{P0,2}^2 > 25 \cdot 10^6$

$$T_h \geq T_{к0} + 48 + 0{,}47 \cdot 10^{-6}\, SR_{P0,2}^2,$$

где $T_{к0}$ — критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии, °C; S — наибольшая номинальная толщина стенки изделия, мм; $R_{P0,2}$ — предел текучести материала при температуре 20 °C, МПа.

Значение $T_{к0}$ должно либо задаваться в конструкторской документации и подтверждаться в процессе изготовления, либо определяться по методикам, приведенным в Нормах расчета на прочность.

T_h оборудования и трубопроводов в составе систем (контура) после монтажа принимается максимальной из всех, указанных в паспортах оборудования (свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов), и приводится предприятием-владельцем в комплексной программе (инструкции) проведения гидравлических (пневматических) испытаний.

В процессе эксплуатации допустимая температура металла при ГИ (в том числе после ремонта) устанавливается предприятием-владельцем оборудования на основе данных расчета на прочность, паспортов оборудования и трубопроводов, чисел циклов нагружения, зафиксированных в процессе эксплуатации, фактических флюенсов нейтронов с энергией $E \geq 0{,}5$ МэВ, данных испытаний образцов-свидетелей, устанавливаемых в корпуса ядерных реакторов.

Время выдержки оборудования и трубопроводов под давлением P_h при гидравлических испытаниях должно быть не менее 10 мин. После выдержки давление гидравлических испытаний снижается до значений $0{,}8P_h$ и проводится осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах в течение времени, необходимого для осмотра.

Периодичность ГИ та же, что и для технического освидетельствования, и указана в предыдущем разделе.

Очевидно, что режим ГИ не обусловлен функциональными требованиями АЭС. Этот режим введен, исходя из соображений надежности и безопасности. Однако до сих пор в литературе отсутствуют детальные исследования положительного эффекта от режима ГИ на надежность и безопасность сосудов и трубопрово-

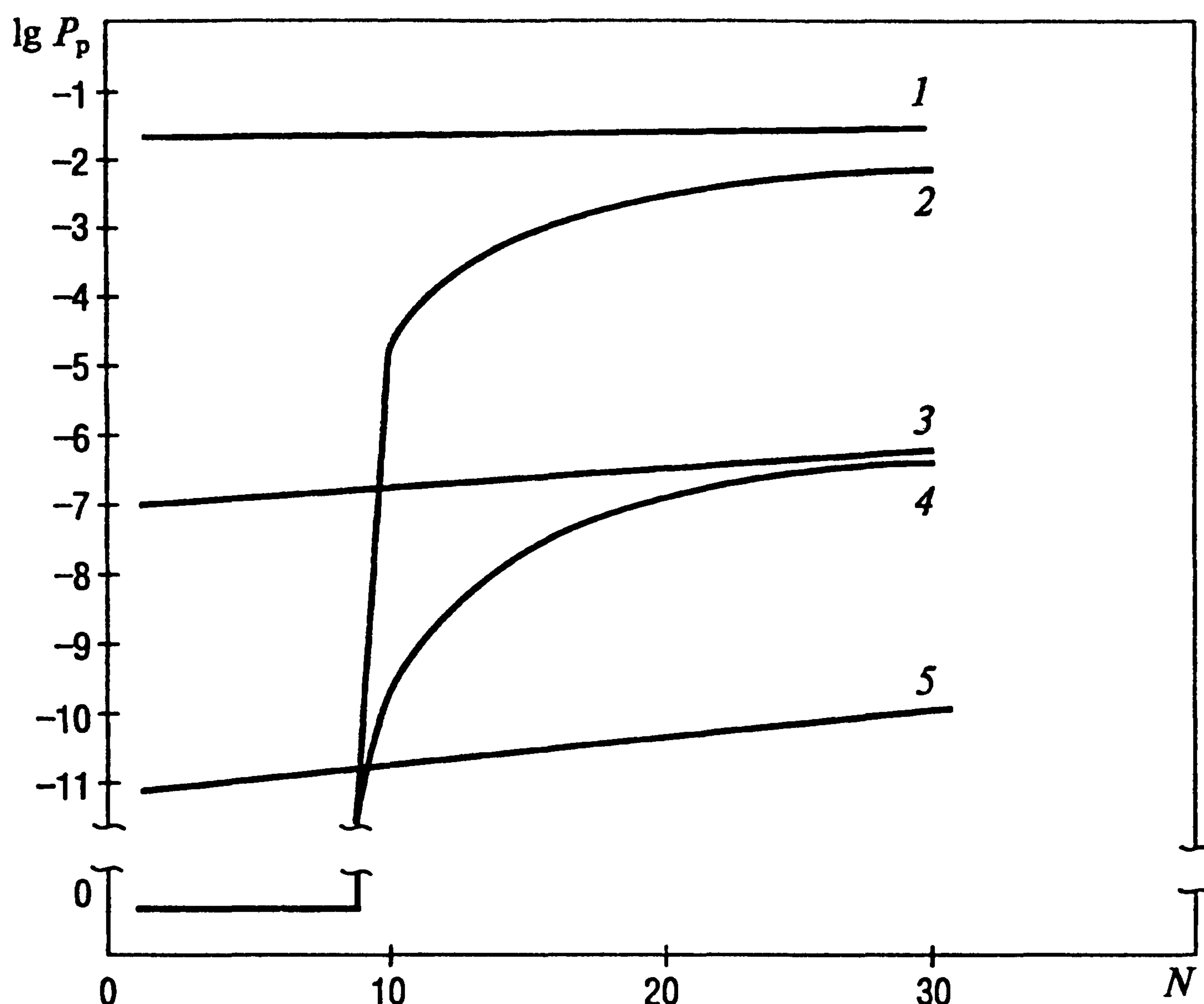


Рис. 46. Зависимость вероятности разрушения трубопровода от числа рабочих циклов:

1 — НК и ГИ не проводили (оценка исходной надежности ГЦТ); *2* — НК не проводили, ГИ проводили; *3* — НКЭ проводили, ГИ не проводили; *4* — НКЭ и ГИ проводили; *5* — НКЭ проводили по усовершенствованной методике, ГИ не проводили

дов давления. В то же время очевиден отрицательный эффект от режима ГИ как фактора, сокращающего ресурс эксплуатации испытуемой конструкции.

Нами исследован эффект влияния ГИ на ресурс, надежность и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов [23,27 и др.].

Было получено, что в ряде случаев положительный эффект от ГИ весьма велик и может быть единственным средством, обеспечивающим гарантированный ресурс эксплуатации и приемлемый (а в ряде случаев и абсолютный) уровень безопасности.

На рис. 46 показано влияние ГИ и неразрушающего контроля на надежность главного циркуляционного трубопровода РУ ВВЭР-440 (с учетом его фактического состояния, обобщенного по результатам обследования III, IV блоков НВАЭС и I, II блоков КолАЭС). Надежность оценивали по вероятности достижения несплошностью критических размеров, при достижении ко-

торых происходит полное разрушение трубопровода. Видно (см. рис. 46), что после проведения ГИ и последующих 9 циклов эксплуатационного нагружения (что соответствует примерно 4 годам эксплуатации) вероятность такого события равна нулю, что означает, что на протяжении этого времени ГЦТ имеет гарантированный ресурс эксплуатации и абсолютно безопасен.

Такое же существенное положительное влияние ГИ на ресурс и безопасность эксплуатации было выявлено и для пучков теплообменных трубок ПГ реактора ВВЭР-1000 (см. разд. 5.2.2). Однако обобщать полученные результаты на все элементы сосудов и трубопроводов давления АЭС нельзя. В каждом конкретном случае необходим специальный анализ. Положительный, нейтральный или отрицательный эффект от ГИ зависит от большого числа факторов, среди которых ведущее значение имеют фактическое состояние конструкции, вид и характер напряженно-деформированного состояния в режиме ГИ и других режимах эксплуатации, давление ГИ и т. п.

В целом, режим ГИ требует глубоких и систематических исследований, результаты которых должны позволить использовать ГИ как мощнейшее средство воздействия на надежность и безопасность конструкций АЭС, достижения гарантированного ресурса и абсолютной безопасности их эксплуатации.

2.4. Контроль ресурса по наработке

Темп исчерпания ресурса зависит от интенсивности внешних воздействий на конструкцию. При соблюдении проектных условий эксплуатации одним из главных факторов, определяющих темп исчерпания ресурса, являются циклы термосилового воздействия на конструкцию (см. разд. 1.2). Число и характер циклов термосилового воздействия являются мерой ресурса для сосудов и трубопроводов давления АЭС. Допустимое число различных режимов эксплуатации (а, следовательно, различных циклов термосилового нагружения) определяют, исходя из назначенного срока службы, обосновывают поверочным расчетом прочности и вводят в технологический регламент эксплуатации РУ АЭС.

Несмотря на важное значение контроля числа различных режи-

мов эксплуатации до 1990 г. требование такого контроля отсутствовало в НТД. И хотя на АЭС фиксировали реализованные режимы эксплуатации, качество этой фиксации было неудовлетворительным с точки зрения обеспечения ресурса, надежности и безопасности эксплуатации. Так, в 1976 г. автор наблюдал за выполнением режима ГИ на одном из блоков НВАЭС. Из-за протечек в узлах уплотнения давление в контуре то поднимали, то сбрасывали до нуля. Мной было насчитано 8 циклов нагружения всех элементов конструкций первого контура. В журнале же начальника смены был зафиксирован один цикл режима ГИ. Этот факт был зафиксирован и описан нами в отчете [37]. В этом же отчете, по-видимому, впервые в ядерной энергетике была поставлена задача контроля ресурса эксплуатации по наработке. Последовательное решение этой задачи привело к созданию инструментальной автоматизированной системы контроля истории термосилового нагружения и на ее основе системы автоматизированного контроля остаточного ресурса (САКОР) [2, 3 и др.], практическая реализация которой была выполнена на ряде блоков Запорожской АЭС (см. разд. 6).

В утвержденных Госатомнадзором в 1990 г. Правилах устройства и безопасной эксплуатации АЭС [5] требование контроля числа режимов эксплуатации и других характеристик эксплуатации, определяющих ресурс эксплуатации, отражено в п. 9.1.17.

Следует отметить, что качественный контроль истории эксплуатации возможен только на инструментальной основе с использованием систем типа САКОР.

Организация на АЭС инструментальной системы контроля истории эксплуатации позволит перейти от преобладающего в настоящее время на АЭС контроля по фактическому состоянию металла и конструкции в целом к ресурсному контролю (т.е. к контролю остаточного ресурса, текущего уровня надежности и безопасности конструкции по наработке). Переход к ресурсному контролю позволит существенно снизить трудозатраты на контроль, дозозатраты персонала АЭС, связанные с контролем и техническим обслуживанием оборудования с одновременным повышением эффективности технических мероприятий, выполняемых на АЭС в целях обеспечения ресурсоспособности оборудования, его надежности и безопасности [3, 23, и др.].

Глава 3
МЕТОДЫ УТОЧНЕННОЙ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИЙ

Методы и штатные технологии, описанные в предыдущем разделе, позволяют оценить остаточный ресурс и возможность продолжения эксплуатации в основном на небольшой предстоящий срок службы — до следующего контроля, до следующего технического освидетельствования, до следующих гидроиспытаний. Эти методы и технологии не позволяют определить предельно допустимые характеристики наработки и, следовательно, фактический остаточный ресурс и предельно допустимый срок предстоящей эксплуатации.

Для определения предельно допустимого срока предстоящей эксплуатации и фактического (индивидуального) остаточного ресурса конструкции необходимы дополнительные исследования с использованием методов уточненной оценки остаточного ресурса. Эти исследования в общем случае проводят с использованием результатов, получаемых по штатным технологиям во время эксплуатации АЭС (см. разд. 2), а также результатов, получаемых в процессе обоснования назначенного ресурса и назначенного срока службы (см. гл. 1).

Методы уточненной оценки остаточного ресурса можно разделить на методы уточненной оценки фактического состояния металла и фактического эксплуатационного воздействия (разд. 3.1—3.3), методы уточненной оценки остаточного ресурса в детерминистической постановке (разд. 3.4—3.6) и методы интегральной оценки остаточного ресурса в вероятностном аспекте (разд. 3.7).

3.1. Методы оценки истинной (остаточной) дефектности металла конструкций

Известно, что в процессе изготовления и эксплуатации в ма-

териале конструкции возникают дефекты сплошности. Известно также [23 и др.], что всегда имеется конечная вероятность (во многих случаях большая) при контроле пропустить дефект. В связи с этим можно утверждать, *что после изготовления, контроля и ремонта обнаруженных дефектов в конструкции могут остаться невыявленные дефекты.*

Совокупность оставшихся невыявленных дефектов в материале конструкции после изготовления, контроля и ремонта выявленных дефектов можно определить термином остаточная дефектность.

Ясно, что с точки зрения прочности и остаточного ресурса конструкции остаточная дефектность является важнейшей характеристикой материала данной конструкции. *Любой прогноз прочности, надежности и ресурса конструкции без учета остаточной дефектности будет неточным.*

Ниже рассмотрены основные понятия, определения и закономерности формирования остаточной дефектности, а также некоторые результаты ее оценки для реальных конструкций РУ АЭС разного типа.

3.1.1. Формирование дефектности металла элементов конструкций

В зависимости от размера несплошности (дефекты) можно разделить на три группы: субмикроскопические (сравнимые с размерами атомов), микроскопические (сравнимые с размерами зерен в металле) и макроскопические (сравнимые с размерами элементов конструкций).

Число субмикроскопических дефектов в металле (их еще называют дефектами кристаллической решетки — дислокации, вакансии и т.п.) очень велико. В сечение 1 см^2 попадает 10^8—10^{12} дислокаций.

Микроскопические дефекты связаны с процессами получения слитка, его обработки давлением, изготовления полуфабриката детали. Это в основном микропоры, неметаллические включения, микронадрывы и т.п. Число микроскопических дефектов существенно меньше числа субмикроскопических, но все еще ве-

лико. На 1 $см^2$ может быть несколько дефектов.

Макроскопические несплошности характерны, как правило, для сварных соединений. Вероятность попадания в эксплуатацию конструкции с макродефектом в основном металле очень мала, и, возможно, на 3—5 порядков меньше, чем для сварных соединений*.

В качестве примера ниже приведены характеристики дефектности ответственного элемента реактора АЭС — ПГ непосредственно после изготовления. В работе [41] макродефектность оценивали числом дефектов на 10 м сварного шва $\gamma_д^L$ и на 1 т наплавленного металла $\gamma_д^m$. При исследовании технологии изготовления парогенераторов из стали 22К были получены количественные данные для $\gamma_д^L$ и $\gamma_д^m$ в зависимости от типа сварки и размеров свариваемого элемента конструкции (рис. 47).

Очевидно, число дефектов по нормам для изготовления на единицу длины или массы колеблется от единицы примерно до 1000.

В общем случае можно утверждать, что число дефектов в конструкции уменьшается с увеличением размеров дефектов (рис. 48,*а*). При этом можно считать, что для конструкции массой в несколько тонн кривая на рис. 48,*а* стремится к бесконечности при стремлении размеров дефектов к нулю.

Кривую на рис. 48,*а* можно выразить в виде уравнений, простейшим из которых является:

$$N = Aa^{-n}, \qquad (30)$$

где a — характерный размер дефекта, например, глубина (в направлении стенки сосуда давления); A, n — постоянные для данной конструкции, марки стали и технологии изготовления.

Также может быть использовано экспоненциальное уравнение типа

$$N(a) = \lambda \exp\,[-\lambda a],$$

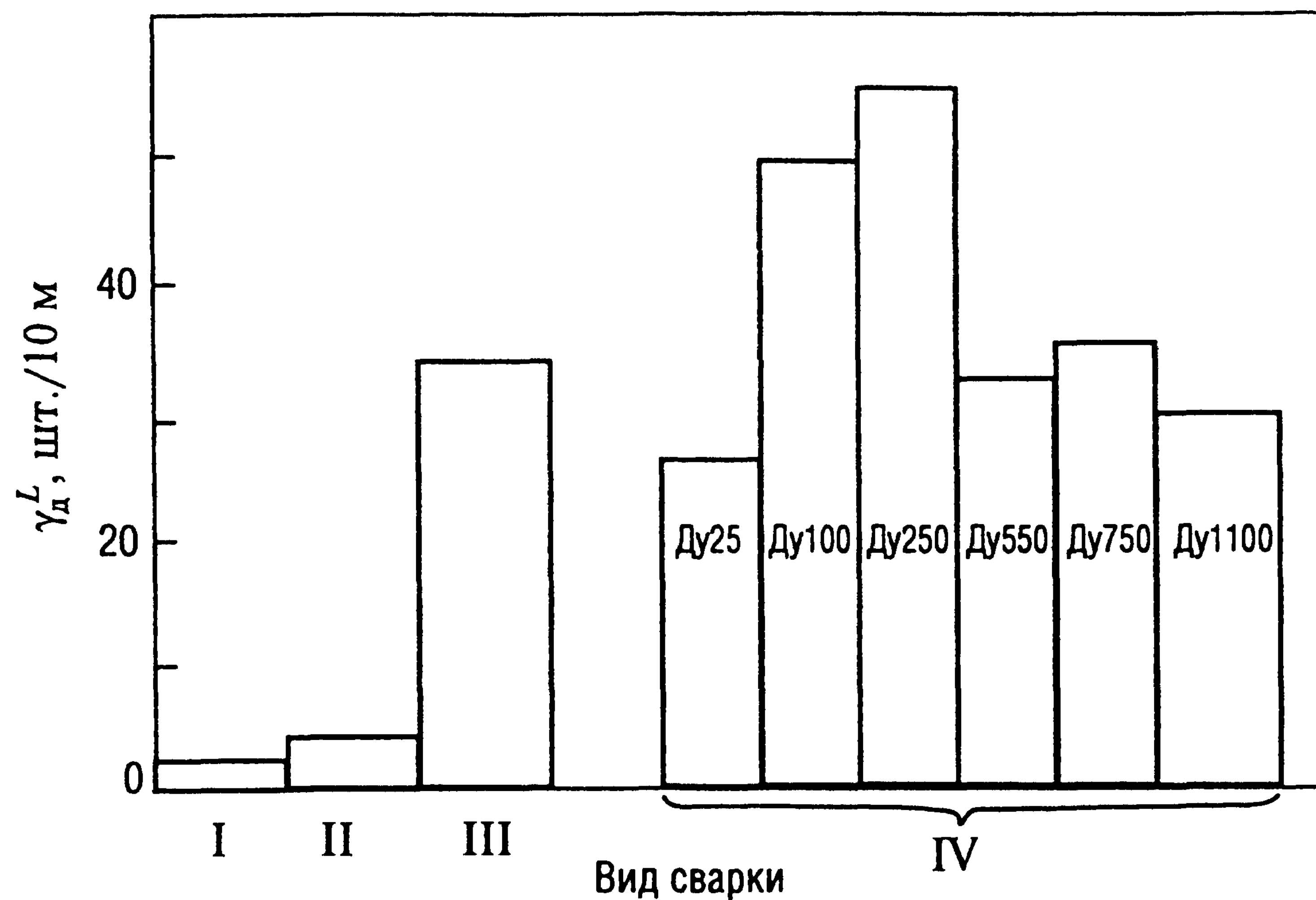
где λ — постоянная.

Недостаток последнего уравнения в том, что оно неадекватно описывает число дефектов в области малых размеров.

Кривая на рис. 48,*а* с правой стороны может быть ограничена.

---

* Исключение составляют литые детали.



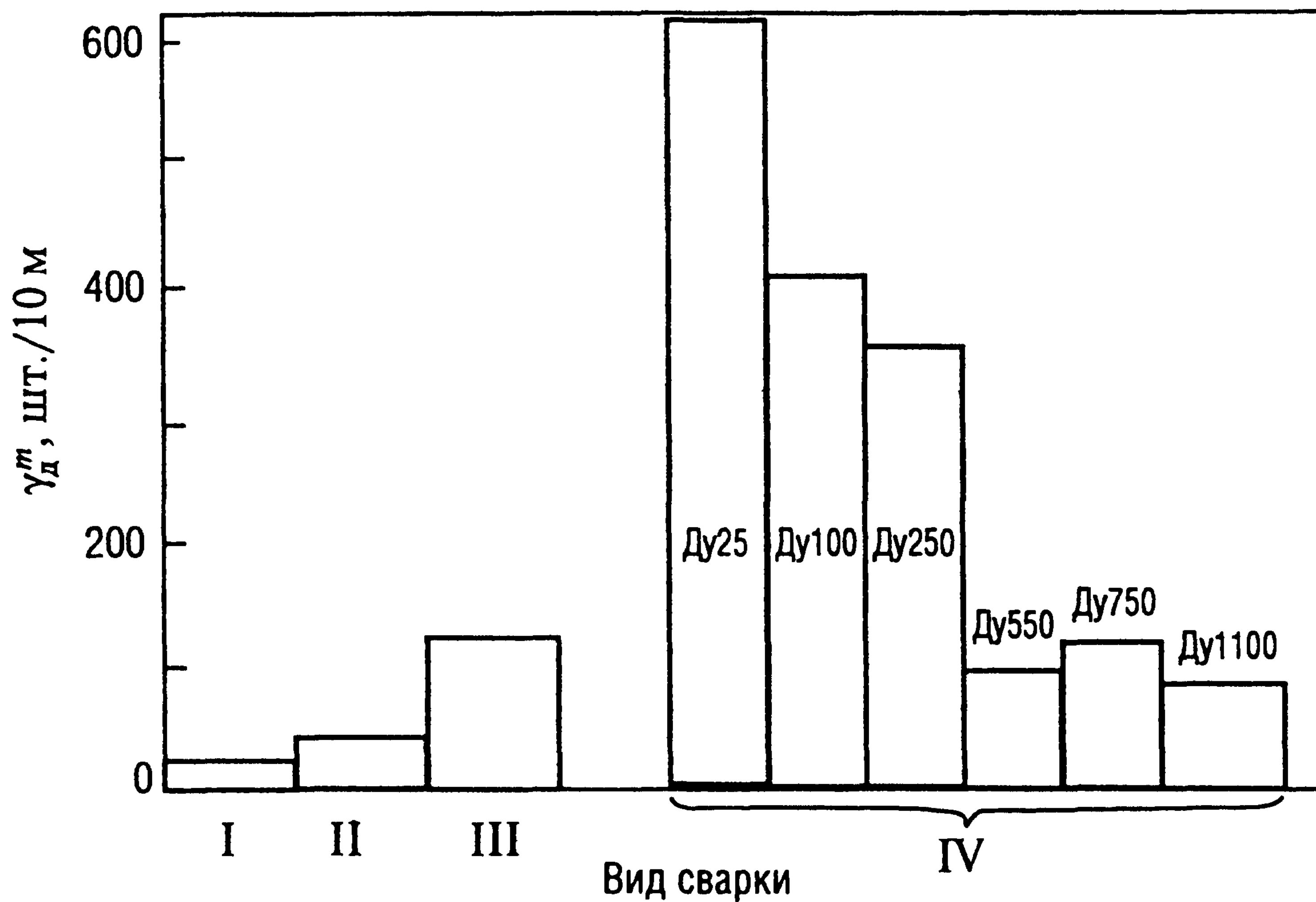
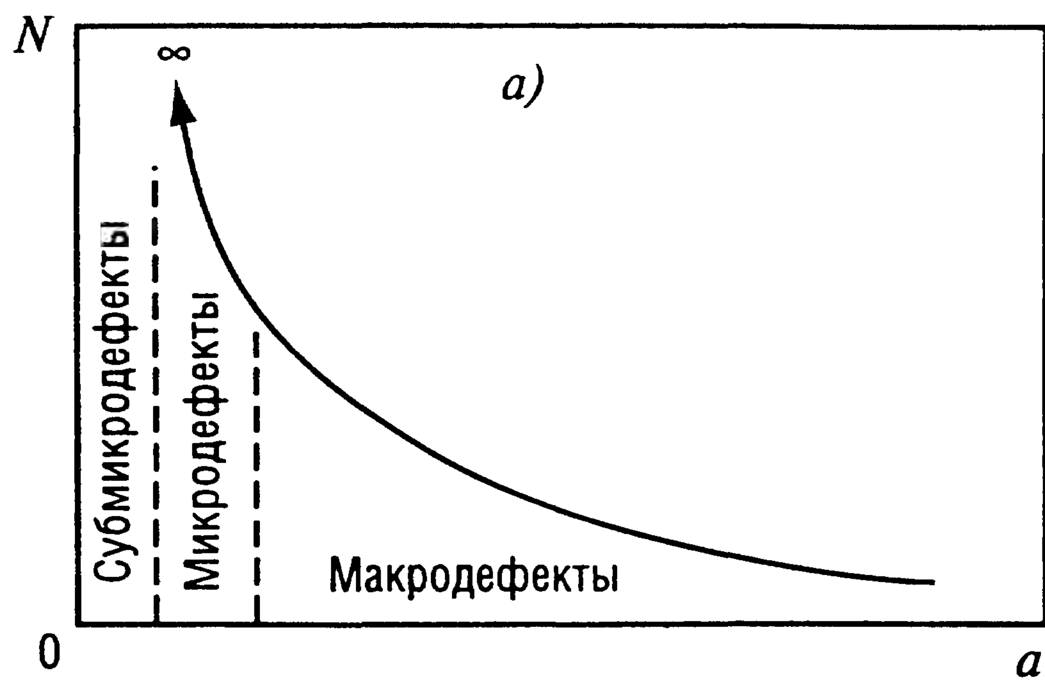
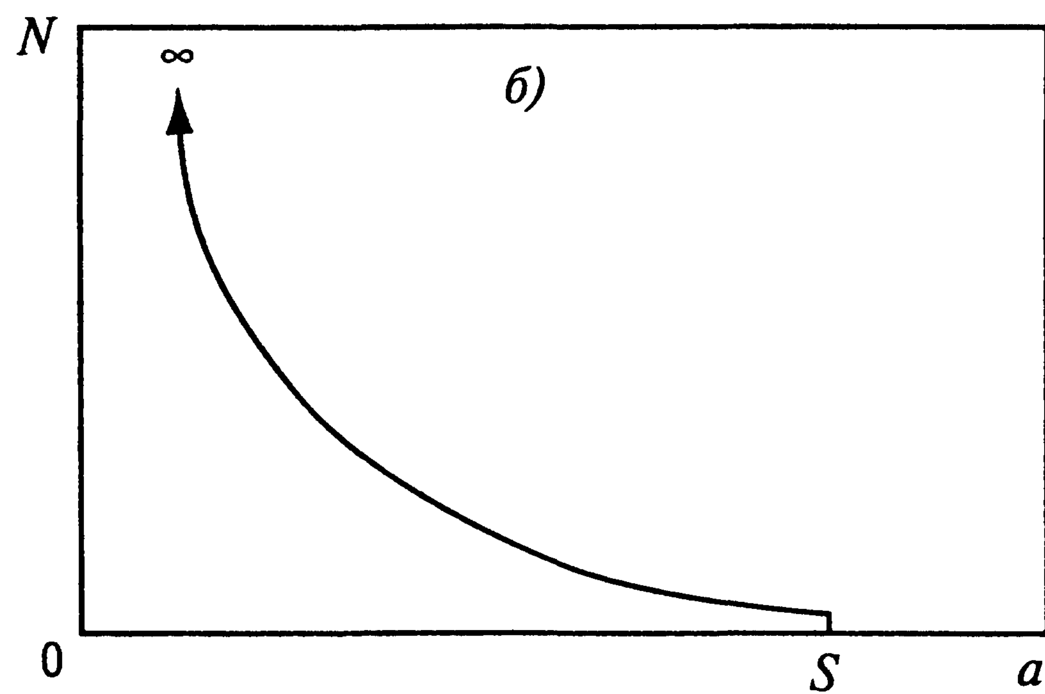


Рис. 47. Диаграммы удельной дефектности сварных швов корпусов парогенераторов (I—III) и приварки патрубков (IV) при различных видах сварки:

I, II — соответственно электрошлаковая, автоматическая под слоем флюса; III, IV — ручная электродуговая





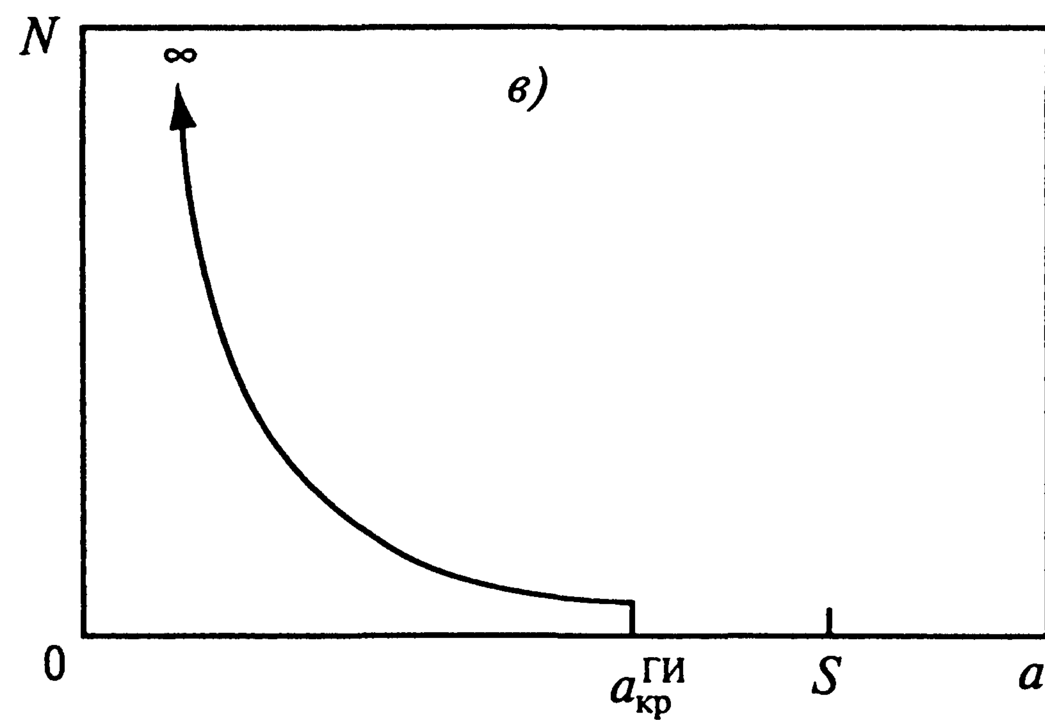


Рис. 48. Зависимость числа дефектов *N* от их размера *a*:
а — общий вид; *б* — сосуд давления с толщиной стенки *S*; *в* — сосуд давления после гидравлических испытаний

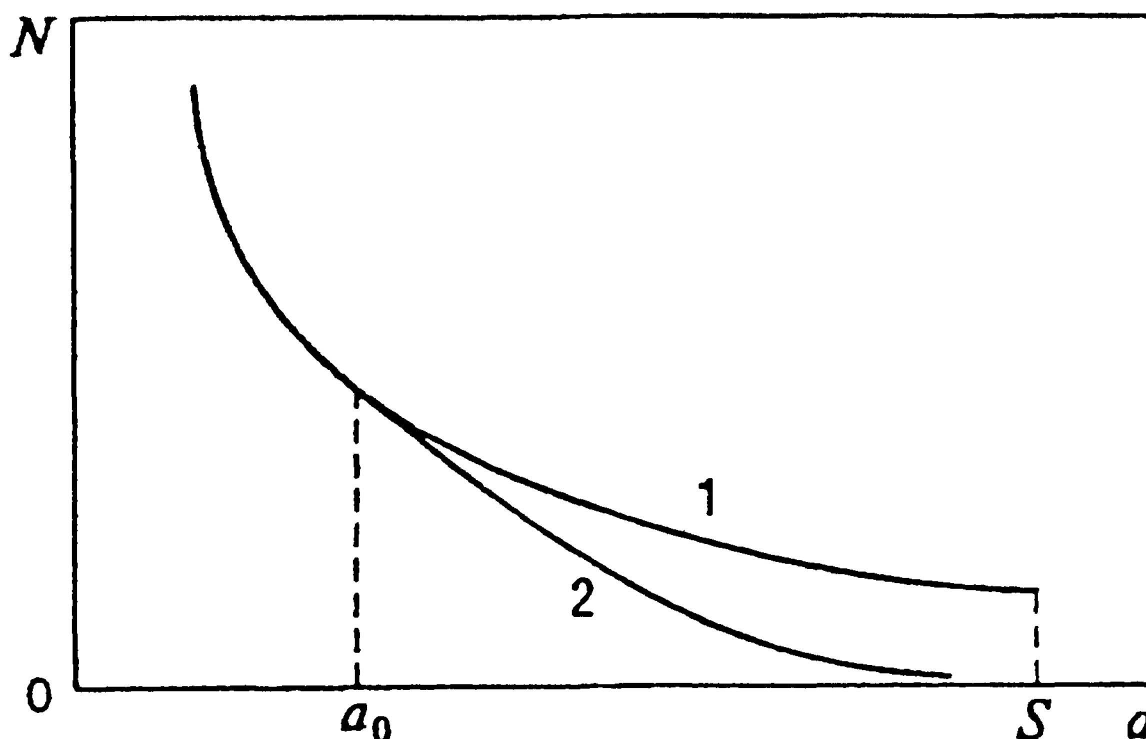


Рис. 49. Зависимость числа дефектов от их размеров до дефектоскопического контроля (*1*) и после контроля и ремонта (*2*)

Для сосудов давления и трубопроводов таким естественным ограничением служит толщина стенки S (см. рис. 48,*б*).

При успешных гидравлических испытаниях в случае, если $a_{кр} < S$, зависимость $N(a)$ соответствует изображенной на рис. 48,*в*. На зависимость $N(a)$ (см. рис. 48) влияет также ремонт по результатам дефектоскопического контроля (рис. 49). Величина a_0 на рис. 49 соответствует браковочному размеру дефекта.

Кривые $N(a)$ (см. рис. 48) можно назвать кривыми, характеризующими реальную дефектность конструкции. При этом кривая *2* на рис. 49 соответствует остаточной после контроля и ремонта реальной дефектности. В дальнейшем для краткости термин остаточная после контроля и ремонта реальная дефектность будет заменен термином остаточная дефектность.

Реальную исходную, до контроля, дефектность и остаточную дефектность следует различать между собой, а также отличать их от выявленной при контроле дефектности, которая в большинстве случаев характеризуется кривой, изображенной на рис. 50.

Очевидно, если бы все имеющиеся в конструкции дефекты с размерами $a > a_0$ выявлялись бы со 100%-ной достоверностью, т.е. все дефекты $a > a_0$ были бы обнаружены и отремонтированы, тогда бы кривые выявленной и остаточной дефектности соответствовали кривым *2* и *3* на рис. 51. При этом число дефектов с размерами $a > a_0$ после контроля и ремонта было бы равно 0.

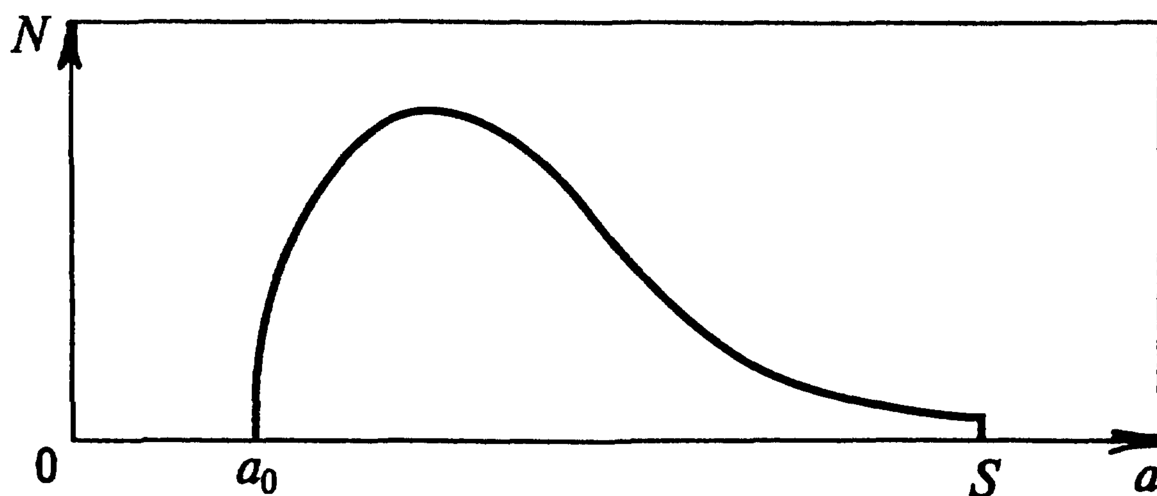


Рис. 50. Выявленная при контроле дефектность

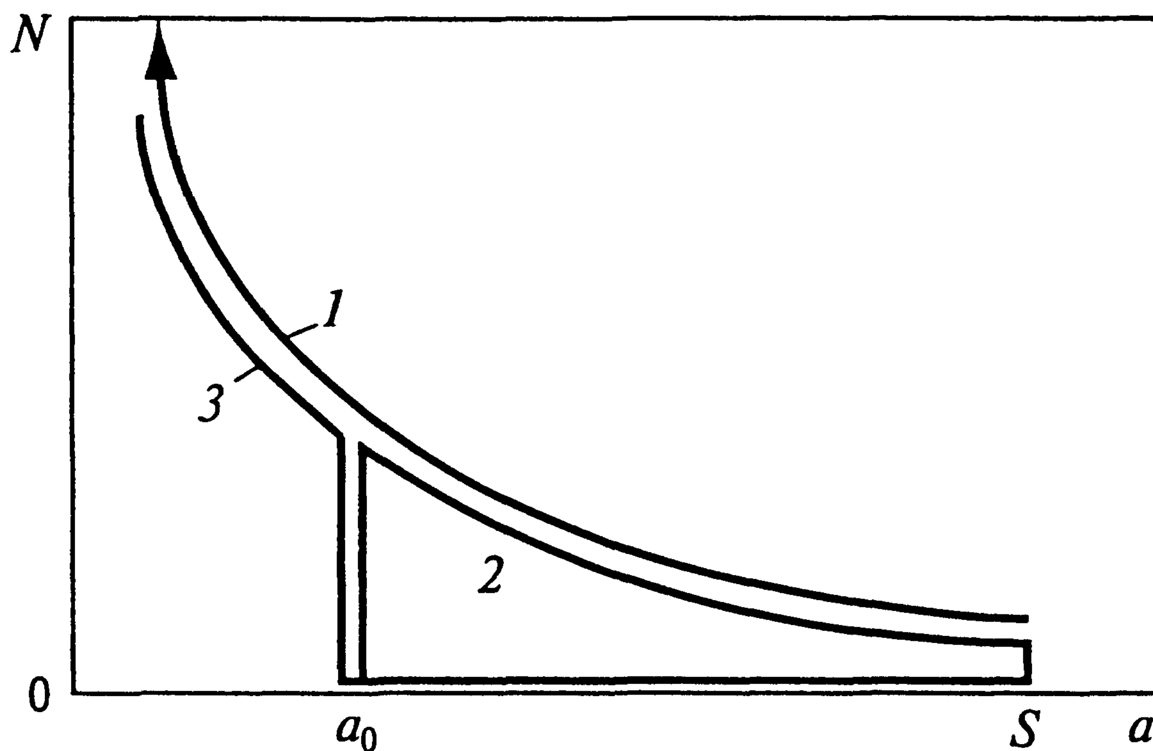


Рис. 51. Исходная (*1*), выявленная при 100%-ной достоверности контроля (*2*) и остаточная дефектность (*3*)

К сожалению, в подавляющем большинстве случаев, а возможно, и во всех случаях дефектоскопии методами НК, достижение 100%-ной достоверности контроля в настоящее время невозможно.

3.1.2. Вероятностные закономерности дефектоскопии. Достоверность контроля

Вероятностные закономерности выявления дефектов в настоящее время изучены недостаточно. Даже программа PISC, одной из главных целей которой было изучение выявляемости дефектов, не смогла осветить все аспекты проблемы (несмотря на продолжительность работ почти в течение 15 лет с участием 16 западных стран, включая США и Японию). В России закономерности выявляемости дефектов (в том числе, и в вероятностном

аспекте) изучали А.К. Гурвич, В.Г. Щербинский, Н.П. Алешин и другие. Во ВНИИАЭС данную проблему изучали с 1978 г.

Для понимания вероятностных закономерностей выявления дефектов необходимо более точно охарактеризовать такие понятия, как достоверность контроля и вероятность обнаружения дефекта.

Понятие достоверность контроля и связанные с ним термины, по-видимому, наиболее полно анализировал В.Н. Волченко [40]. Он использует термин сравнительная достоверность, понимая его как объективность контроля, т.е. степень совпадения сигналов о качестве с реальными значениями его показателей. При этом предполагается, что реальное значение показателей качества оценивают эталонным методом. При дефектоскопии методами НК эталонным методом может служить металлография дефектов при послойной разрезке детали (т.е. при разрушении детали).

Количественно сравнительную достоверность можно оценить вероятностью принятия безошибочных решений при оценке качества объекта или партии изделий.

Определенная таким образом количественная характеристика достоверности контроля связана с нормами дефектов в отличие от выявляемости дефектов. Выявляемость дефектов — это вероятность выявления несплошности по заданному ее параметру.

Важный показатель достоверности контроля — воспроизводимость его результатов. Эту характеристику можно определить как частоту совпадения результатов контроля в разных условиях. Воспроизводимость может служить частной характеристикой достоверности.

С точки зрения прочности и ресурса решающее значение имеет не относительная достоверность контроля, а реальная достоверность. Реальную достоверность НК можно определить как степень совпадения результатов НК с реальными характеристиками несплошностей в конструкции.

Возможность систематически исследовать реальную достоверность НК появилась после разработки технологии изготовления тест-образцов с искусственными несплошностями, в полной мере имитирующими несплошности технологической и эксплуатационной природы.

3.1.3. Методы исследования достоверности контроля

Для сопоставления разных методов контроля можно в соответствии с [40] выделить априори исходный метод контроля и сравниваемый с ним пробный метод. Исходный метод должен давать наибольшую информацию о несплошностях. В тех случаях, когда исходный метод дает полную информацию о несплошностях, его можно назвать эталонным.

До появления технологий изготовления тест-образцов единственным, по-видимому, эталонным методом, позволяющим дать полную информацию о реальной дефектности конструкции, был метод послойной разрезки конструкции, совмещенный с металлографическими исследованиями (метод вскрытия дефектов).

Метод вскрытия дефектов является дорогостоящим и трудоемким. К тому же и в этом случае имеется вероятность пропуска трещин. Поэтому иногда целесообразно при оценке сравнительной достоверности за исходный метод принимать наиболее экономичный или распространенный на данном предприятии метод НК. В некоторых случаях можно также в качестве исходного метода применять тот же метод, что и пробный, но при другой настройке чувствительности аппаратуры, при другой ее комплектации.

Новые возможности в исследовании достоверности НК открыли тестобразцы с искусственными, т.е. специально заложенными в них, скрытыми несплошностями. При этом в образец можно заложить дефекты практически любого типа, любого размера, местоположения и ориентации. При хорошо отработанной технологии изготовления тест-образцов отпадает необходимость в эталонном и исходном методах контроля, так как информация о несплошностях известна заранее.

Исследования с применением тест-образцов также имеют недостатки, так как на практике не всегда удается изготовить дефекты по плану. Кроме того, в тест-образцах могут появиться незапланированные дефекты вследствие несовершенства технологии сварки. В этом случае информацию о реальной дефектности можно получить на основании проектных данных о несплошностях, а также результатов НК, полученных разными методами (например, УЗК и РГД) и разными дефектоскопистами.

Достоверность НК можно также оценить на основе анализа результатов контроля. При этом отпадает необходимость в исходном методе контроля и предварительной информации о несплошностях в конструкции. Описание используемой при этом методики анализа дано ниже. Расчетный метод также имеет недостатки.

Наилучшими методами исследования достоверности являются, по-видимому, методы, основанные на применении тест-образцов. Кроме того, эти же тест-образцы могут быть использованы для оценки квалификации дефектоскопистов, в качестве тренажеров, для оценки эффективности применяемых методов и средств НК.

Правила ASME (XI) узаконили применение тест-образцов для аттестации средств и методов контроля, а также для оценки уровня квалификации дефектоскопистов. Применение тест-образцов предусмотрено проектами европейского стандарта для аттестации в области неразрушающего контроля (ENIQ). Технология изготовления тест-образцов подробно описана в [23]. Там же дано подробное описание тест-образцов, изготовленных для исследований достоверности контроля основных элементов конструкций первого контура РУ ВВЭР и РБМК.

3.1.4. Некоторые результаты исследования достоверности контроля с использованием тест-образцов

Ниже изложены некоторые результаты, полученные по различным программам в области обеспечения надежности элементов реакторов действующих АЭС. Результаты подобраны таким образом, чтобы отразить возможность решения следующих задач: исследование выявляемости дефектов при заданных условиях контроля; сравнительный анализ разных методов контроля; исследование технологии контроля в целях повышения его эффективности; исследование влияния «человеческого фактора» на результаты контроля. Все перечисленные задачи решали применительно к условиям реакторов типа ВВЭР и РБМК.

Для основных элементов оборудования и трубопроводов первого контура реакторов АЭС изготавливали полномасштабные тест-образцы со скрытыми искусственными плоскими и объем-

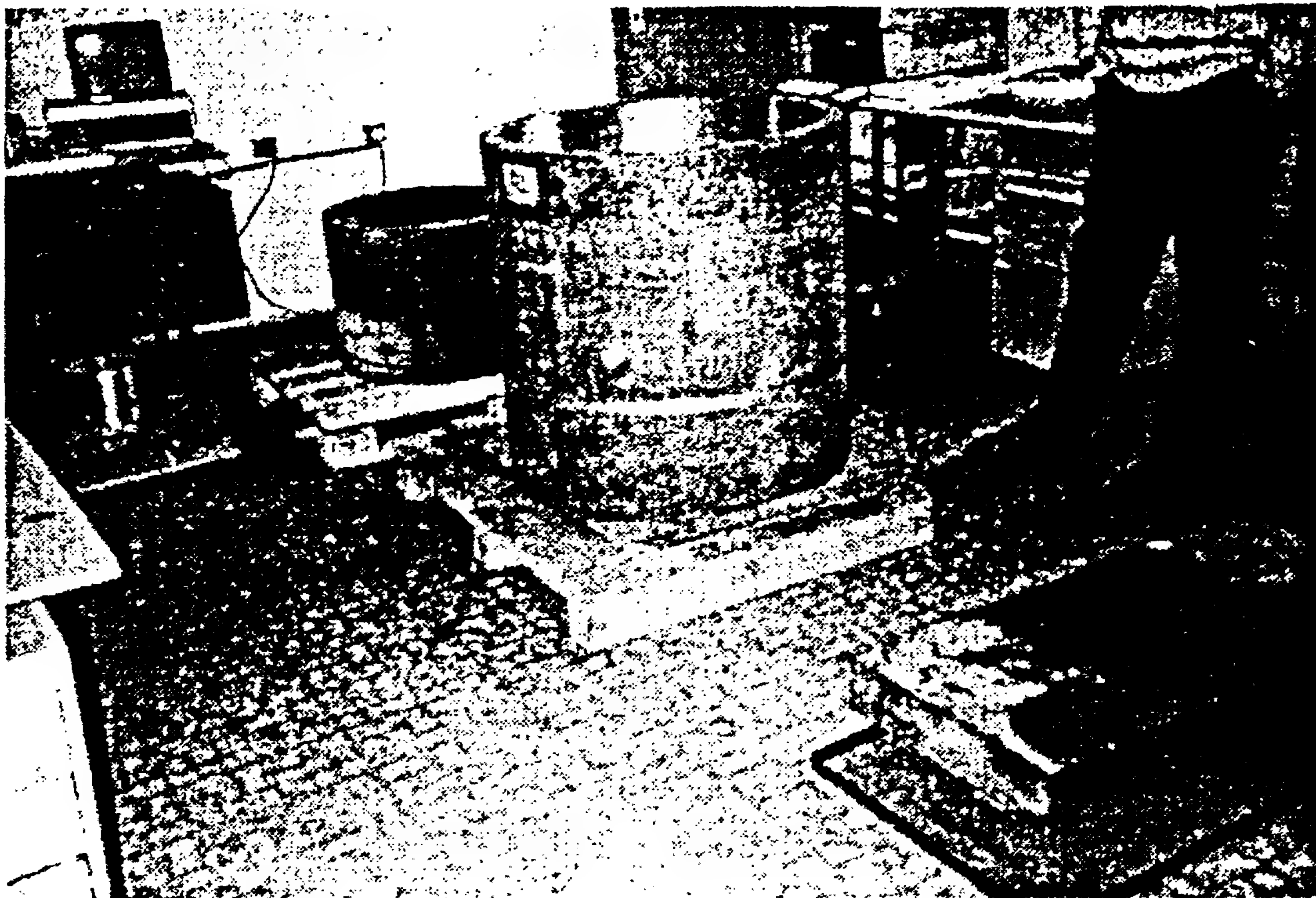


Рис. 52. Тест-образец ГЦТ Ду 800 реактора РБМК-1000

ными дефектами типа трещин, непроваров, пор, шлаковых включений.

Трещины и другие дефекты заданных размеров и ориентации вводили в сварные швы в заданных местах. Термин полномасштабный отражает тот факт, что образец приблизительно в масштабе 1:1 соответствует выбранному элементу оборудования АЭС. Например, представленный на рис. 52 тест-образец ГЦТ реактора РБМК-1000 изготовлен из той же марки стали и электродов, что и трубопроводы на АЭС. Размеры трубы (диаметр и толщина стенки) также соответствуют размерам ГЦТ. Данный тест-образец имеет два сварных шва, в который введены 26 дефектов плоского и объемного типов.

Достоверность контроля оценивали по вероятности обнаружения несплошности (дефекта) (ВОД).

Исследование выявляемости дефектов при заданных, постоянных условиях контроля. Эти исследования можно проиллюстрировать на примере контроля тест-образца элемента корпуса реактора, в который были введены дефекты несплавления между наплавкой и основным металлом.

Такой трещиноподобный дефект располагается на границе

сплавления и не всегда поддается обнаружению. Основной метод контроля несплавлений — ультразвуковая дефектоскопия. Однако она сопряжена со значительными трудностями, которые обусловлены различными условиями распространения ультразвука в аустенитном и перлитном металле, а также в зоне сплавления между ними. В связи с этим выявляемость таких дефектов затруднена и сопряжена со многими объективными и субъективными факторами, такими, как квалификация, утомляемость, психофизическое состояние операторов и т.п.

Целью работы была оценка выявляемости дефектов типа несплавления антикоррозионного слоя с основным металлом корпуса различными операторами УЗК в условиях, близких к реальным. Для оценки выявляемости дефектов типа несплавления антикоррозионного слоя с корпусом необходимо, чтобы при контроле местоположение, размеры, форма и характер дефектов были точно известны заранее. С этой целью был изготовлен специальный тест-образец размером 720×960×100 мм, выполненный из стали 15Х2НМФА. Поверхность образца плакирована антикоррозионной наплавкой в 2 слоя в соответствии с технологией изготовления корпуса реактора ВВЭР-1000. Материал первого слоя — сталь 07Х25Н13, второго — 04Х20Н13Г2Б.

Координаты расположения несплошностей и их размеры выбирали случайным образом с помощью датчика случайных чисел. Площадь несплошностей выбирали таким образом, чтобы иметь дефекты меньше и больше допустимого размера, составляющего в соответствии с ПК1514-72 [14] 20 мм^2. В тест-образец были заложены несплошности площадью 12, 20, 29, 63, 113 мм^2. Число несплошностей разного типоразмера, шт.: первого 12, второго 12, третьего 16, четвертого 10, пятого 12. Всего 62 дефекта. Четыре дефекта располагали в зоне, близкой к краю пластины, где выявляемость затруднена, поэтому они были исключены из рассмотрения.

Тест-образец был подвергнут контролю во ВНИИАЭС операторами ультразвуковой дефектоскопии 5—6 разряда, приглашенными с разных АЭС. Контроль проводили с использованием дефектоскопа ДУК66ПМ, принадлежащего одной из станций. Контроль проводили по правилам, существующим для прозвучивания зоны сплавления корпуса с антикоррозионной наплавкой,

и осуществляли со стороны основного металла прямым искательным щупом с частотой 2,5 МГц.

Операторам не задавали специальные условия контроля, им было предложено осуществлять его в соответствии с теми же требованиями, которыми они руководствуются при работе на корпусе реактора на своей станции. Стаж работы оператора № 1 — 2 года; оператора № 2 — 5 лет; оператора № 3 — 2 года; оператора № 4 — 6 лет.

Операторы фиксировали все несплошности и разбраковывали их на допустимые, имеющие площадь до 20 мм^2, и недопустимые, т.е. имеющие большую площадь.

В результате оператор № 1 из 9 контролируемых несплошностей площадью 12 мм^2 обнаружил 3, что составило 33,3%, из 12 несплошностей площадью 20 мм^2 выявил также 3 — 26%. Из 15 заложенных дефектов с площадью 29 мм^2 обнаружено 6, причем 3 из них оценены как допустимые, т.е. имеющие площадь менее 20 мм^2. Общая выявляемость составила 40%, но с учетом правильной оценки (3 дефекта) — 20%. Общая выявляемость для дефектов площадью 63 мм^2 составила 50% (5 дефектов из 10 заложенных), однако, и в этом случае 2 дефекта были оценены как допустимые, т.е. имеющие площадь менее 20 мм^2. Поэтому с учетом правильной оценки выявляемость составила 30%. Из 12 заложенных дефектов площадью 113 мм^2 обнаружено 8, что составило 66,6%, но при таких значительных размерах дефектов 2 были оценены как допустимые и соответственно выявляемость составила 50%. В общей сложности из 58 дефектов выявлено 25, т.е. 43,1%, но с учетом правильной оценки допустимости дефектов выявляемость составила 34,5%. Аналогичные результаты были получены и всеми остальными операторами (табл.11).

Полученные результаты можно представить графически (рис. 53).

По горизонтальной оси на рис. 53 отложен размер дефекта в виде его площади S, по вертикальной — величина, которую можно трактовать как вероятность необнаружения дефекта размером S:

$$P_{\text{нод}} = 1 - N_{\text{обн}}/N_{\text{зал}} = 1 - P_{\text{вод}},$$

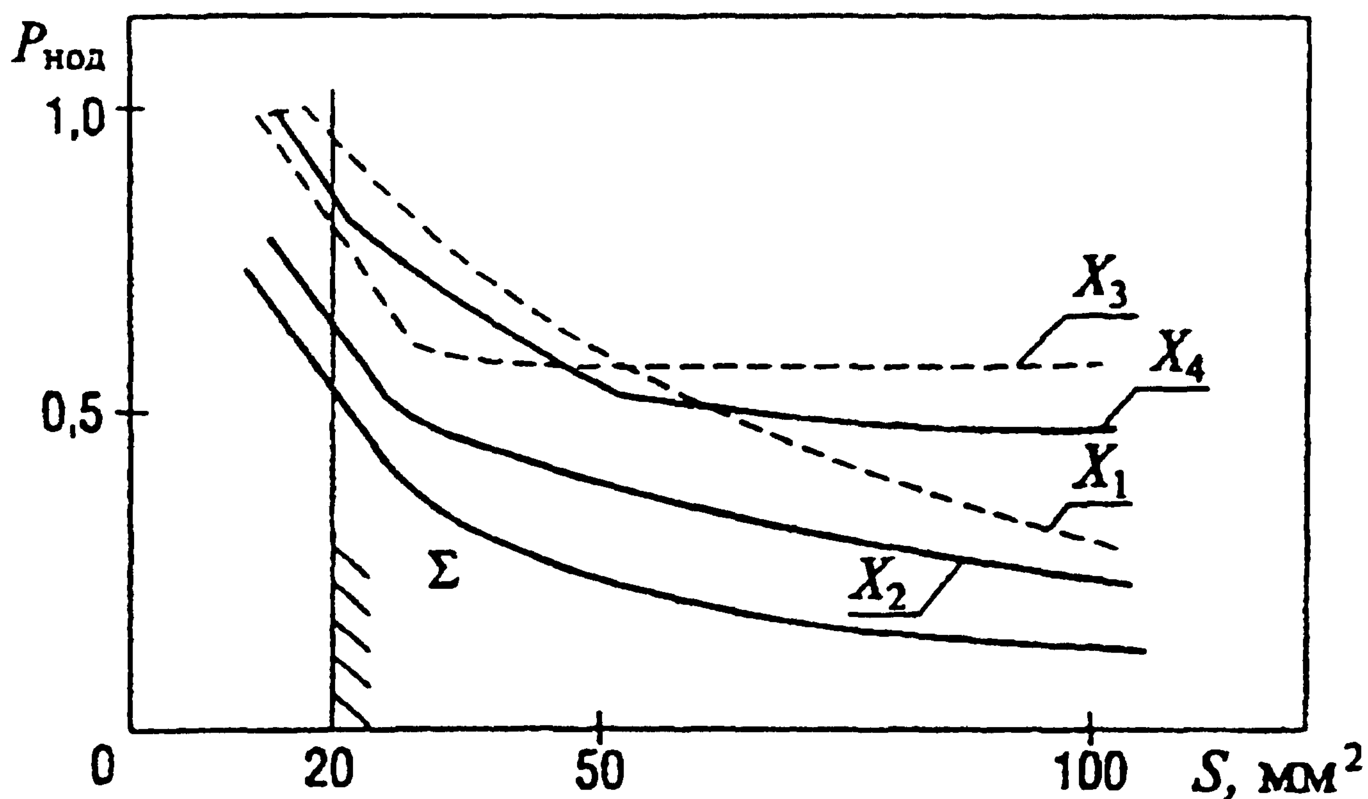


Рис. 53. Зависимость выявляемости дефектов от их площади S (кривые X_1—X_4 характеризуют результаты соответственно операторов № 1—4; кривая Σ — суммарный результат четырех операторов)

где $N_{зал}$ — число заложенных в образец дефектов данного размера; $N_{обн}$ — число обнаруженных дефектов этого же размера; $P_{вод}$ — величина, которую можно рассматривать как вероятность обнаружения дефекта.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что существует относительно большая вероятность пропуска дефекта при ультразвуковом дефектоскопическом контроле, уменьшающаяся с увеличением размера контролируемого дефекта.

Различия в кривых X_1—X_4 свидетельствуют о влиянии субъективного фактора на результаты контроля. Кривая Σ характеризует суммарный результат контроля четырех дефектоскопистов.

Во втором эксперименте на том же тест-образце, но при другом составе дефектоскопистов*, сравнивали результаты контроля со стороны основного металла и со стороны наплавки (рис. 54). Как видно, контроль со стороны основного металла приводит к перебраковке дефектов.

Сравнение разных методик контроля. В этом случае результаты контроля, осуществленного разными методиками, наносят на график в единой системе координат: вероятность обнаружения дефекта — размер дефекта. На рис. 55 показаны результаты, по-

* Контроль проводили на одном из заводов-изготовителей корпусного оборудования для АЭС под руководством доцента, к.т.н. В.П. Головина.

Таблица 11. **Выявляемость дефектов типа несплавления на плите стали 15Х2МФА с наплавкой при использовании тест-образца**

Размер дефекта, мм²	Число дефектов, шт.	Оператор № 1		Оператор № 2		Оператор № 3		Оператор № 4	
		Число, шт.	%	Число, шт.	%	Число, шт.	%	Число, шт.	%
12	9	3	33,3	1	11,1	—	—	—	—
20	12	3	25	2	16,6	(1)	—	—	—
29	15	3 (6)	20 (40)	2 (4)	13,3	1	6,6	3	20
63	10	3 (6)	33 (50)	4	40	3	30	3	30
113	12	6 (8)	50 (66,6)	9	75	4	33,3	7	58,3
		Средняя выявляемость							
		34,5 (43,1)%		31 (34,5)%		26,4%		35%	
		Выявляемость недопустимых дефектов							
		35,2 (44)%		44 (50)%		26,4%		35%	

Примечание. 1. В скобках указано число выявленных дефектов данного размера, а также выявляемость без учета оценки размеров дефектов. 2. Оператор № 3 оценил дефект площадью 20 мм² как непроходной, т.е. имеющий большую площадь. 3. Время, затраченное операторами на контроль: оператор № 1 — 2 ч 30 мин; оператор № 2 — 2 ч 40 мин; оператор № 3 1 ч 15 мин; оператор № 3 — 1 ч 15 мин; оператор № 4 — 2 ч 05 мин.

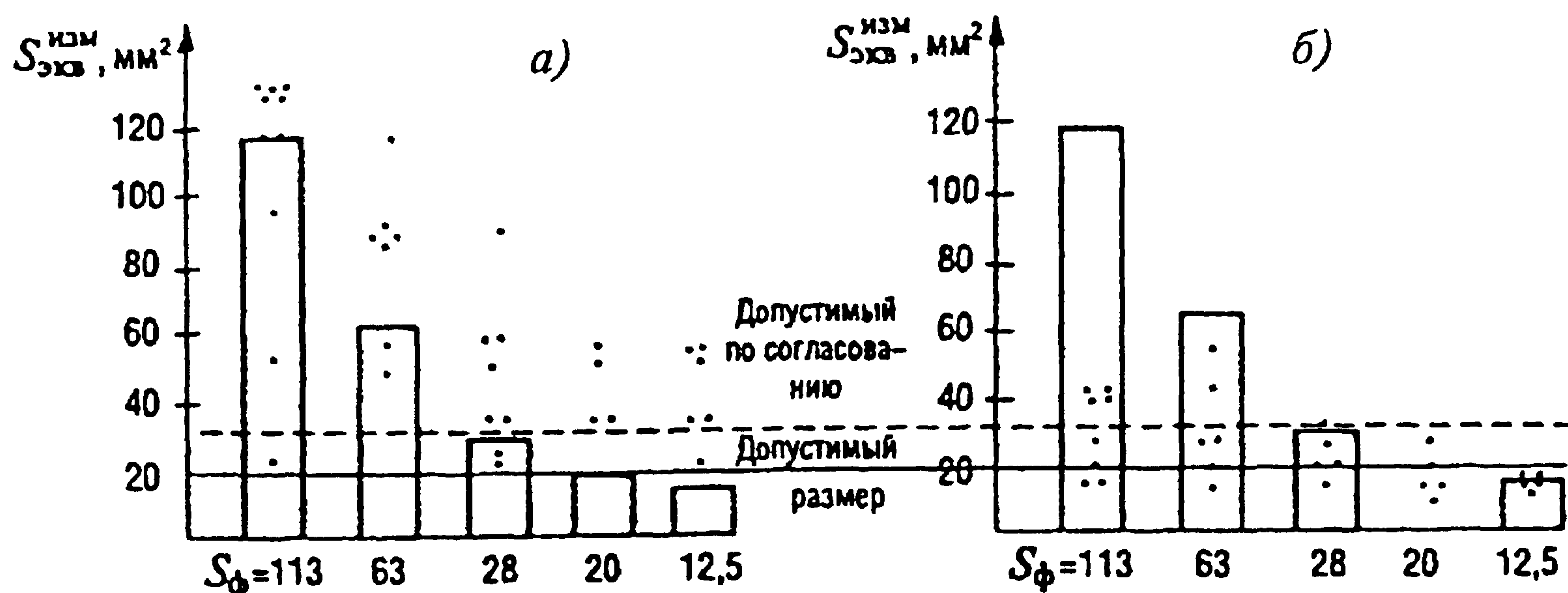


Рис. 54. Результаты контроля тест-образца с дефектами несплавления со стороны основного металла (*а*) и наплавленного слоя (*б*)

лученные с помощью пяти различных методик контроля, причем кривые *1—3* получены с использованием тест-образцов трубопровода диаметром 55 мм из аустенитной стали. Тест-образец трубопроводов Ду 500 выполнен сваркой по штатной технологии для обечаек труб из стали 08Х18Н9Т сварочными электродами ЭА-400/10Т диаметром 4 мм (рис. 56).

Кривая *1* (см. рис, 55) получена по методике, разработанной НПО НИКИМТ. При этом контроль сварного шва проводили двухчастотным методом дефектоскопом марки АДМТ-21УБ с преобразователем с углом призмы 50° на частотах 1,2—1,8 МГц и с преобразователем с углом призмы 40° на тех же частотах. Настройку чувствительности для контроля преобразователем с углом призмы 50° проводили по зарубке 3,5; 2,2 мм на однократно отраженном луче. Настройку чувствительности для контроля преобразователем с углом призмы 40° выполняли по зарубке 3,5; 2,0 мм в основном металле на прямом луче. Наименьший фиксируемый уровень при контроле преобразователем с углом призмы 50° приведен в табл. 12.

Наименьший фиксируемый уровень при контроле преобразователем с углом призмы 40° соответствовал сигналу от зарубки 8 дБ.

Методика контроля № 2 (рис. 55, кривые *2* и *3*) разработана одним из институтов, обслуживающих тепловую энергетику. Кривые *2* и *3* получены по методике № 2 разными группами дефектоскопистов: кривая *2* — разработчиками методики, кривая *3* — дефектоскопистами одной из АЭС.

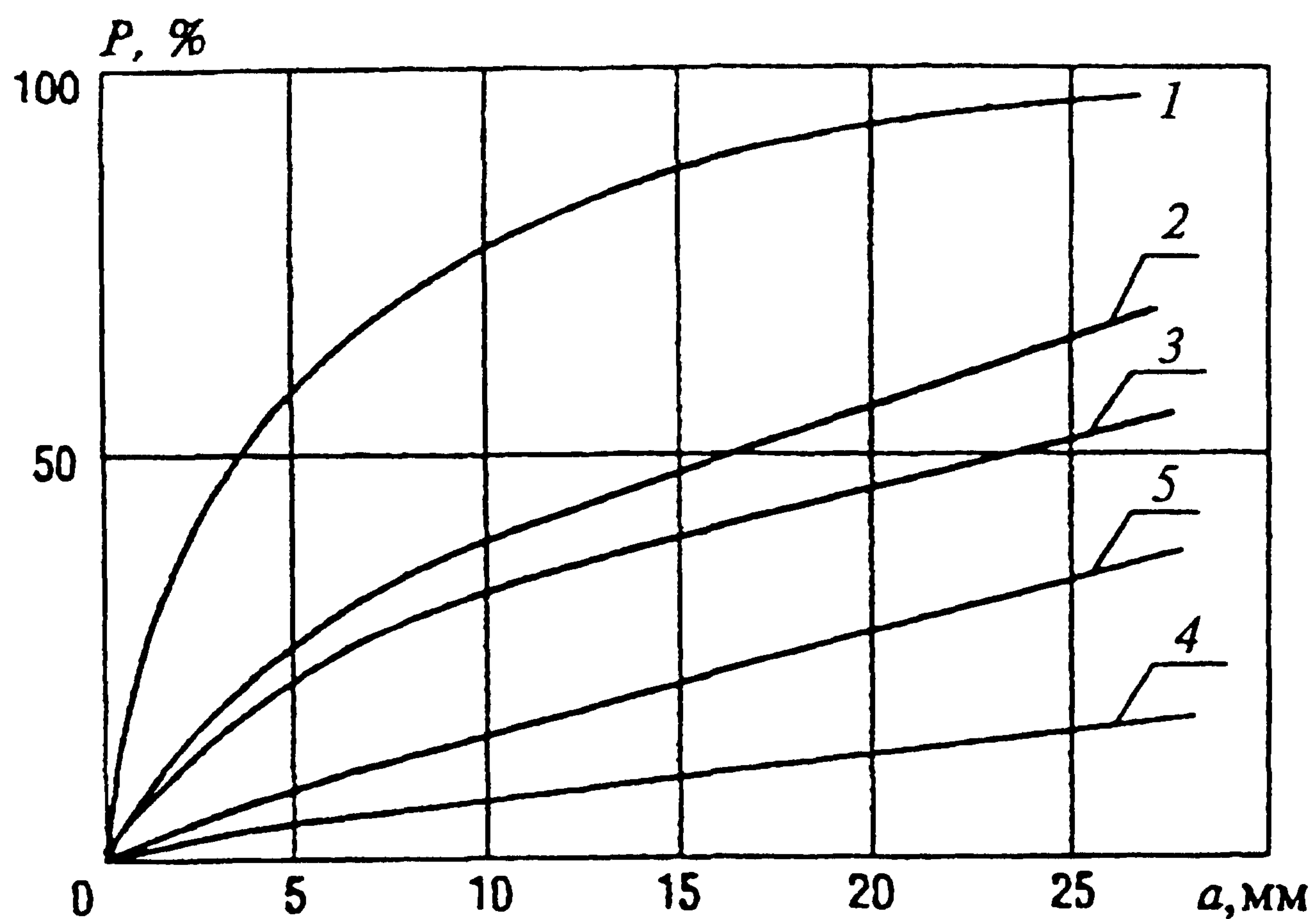


Рис. 55. Зависимость выявляемости дефектов, обнаруженных при контроле с помощью различных методик, от протяженности дефекта:

1 — методика № 1 в исполнении разработчиков; *2* — методика № 2 в исполнении разработчиков; *3* — методика № 2 в исполнении АЭС; *4* — контроль 1988 г. на АЭС; *5* — контроль 1991 г. на АЭС



Рис. 56. Тест-образцы ГЦТ Ду 500 и Ду 500 × Ду 200 из стали 0Х18Н10Т

Таблица 12. **Наименьший фиксируемый уровень при контроле преобразователем с углом призмы 50°**

Глубина, мм	Точечные дефекты	Протяженность дефекта
0—10	Сигнал от зарубки 2 дБ	Сигнал от зарубки 4 дБ
10—24	Прямой луч: сигнал от зарубки 8 дБ	Отраженный луч: сигнал от зарубки 2 дБ
24—34	Сигнал от зарубки 8 дБ	Сигнал от зарубки 2 дБ

Методика № 2 описана в документе МУ 34-70-023-86. Использованный акустический нестандартный преобразователь имеет слаборасходящийся акустический луч поперечной волны и основные параметры: частота f = 1,3 МГц; угол ввода a_0= 48°; ширина углового захвата A = 7; амплитуда эхо-сигнала на уровне 6 дБ от цилиндрического бокового отражателя диаметром 6 мм СОП № 2.

Сварное соединение контролировали с использованием серийного дефектоскопа УД 2-12 однократно отраженным от внутренней поверхности образца акустическим лучем с двух сторон шва.

Кривые *4* и *5* (см. рис. 55), полученные расчетным методом [23] интегрально отражают состояние контроля трубопроводов Ду 500 на АЭС соответственно в 1988 и 1991 гг.

При оценке выявляемости дефектов различными методиками установлено, что шлаки и трещины, а также суммарное число дефектов более эффективно выявляются по методике № 1 (табл. 13).

В дальнейшем были проведены дополнительные исследования с применением автоматизированной системы УЗК «Сумиад» совместно с рентгеновской дефектоскопией.

Автоматизированный ультразвуковой контроль проводили по штатной технологии автоматизированного контроля системой «Сумиад», разработанной фирмой Технатом (Испания) с выдачей распечаток результатов контроля*. Общий вид установки, укрепленной на тест-образце, показан на рис. 57. Настройку чувствительности проводили в соответствии с методикой ПНАЭГ-7-032-91 по сигналу от цилиндрических отражателей № 1, 2 и 3 в

* В испытаниях принимала участие группа специалистов из Технатом под руководством Р. Мартинца-Оньи.

Таблица 13. **Выявляемость суммарного числа дефектов при контроле по различным методикам**

Параметр	Методика № 1	Методика № 2	Методика № 3
$N_{обн}$	11	5	4
$K_в$	0,81	0,38	0,307
$K_п$	—	3,6	1,92

Примечание. $N_{обн}$ — число обнаруженных дефектов, совпадающих по координате с паспортом на образец; $K_в$ — коэффициент выявления дефектов, представляющий отношение числа обнаруженных дефектов, совпадающих с паспортом на образец, к числу заложенных в образце дефектов; $K_п$ — коэффициент перебраковки при контроле.

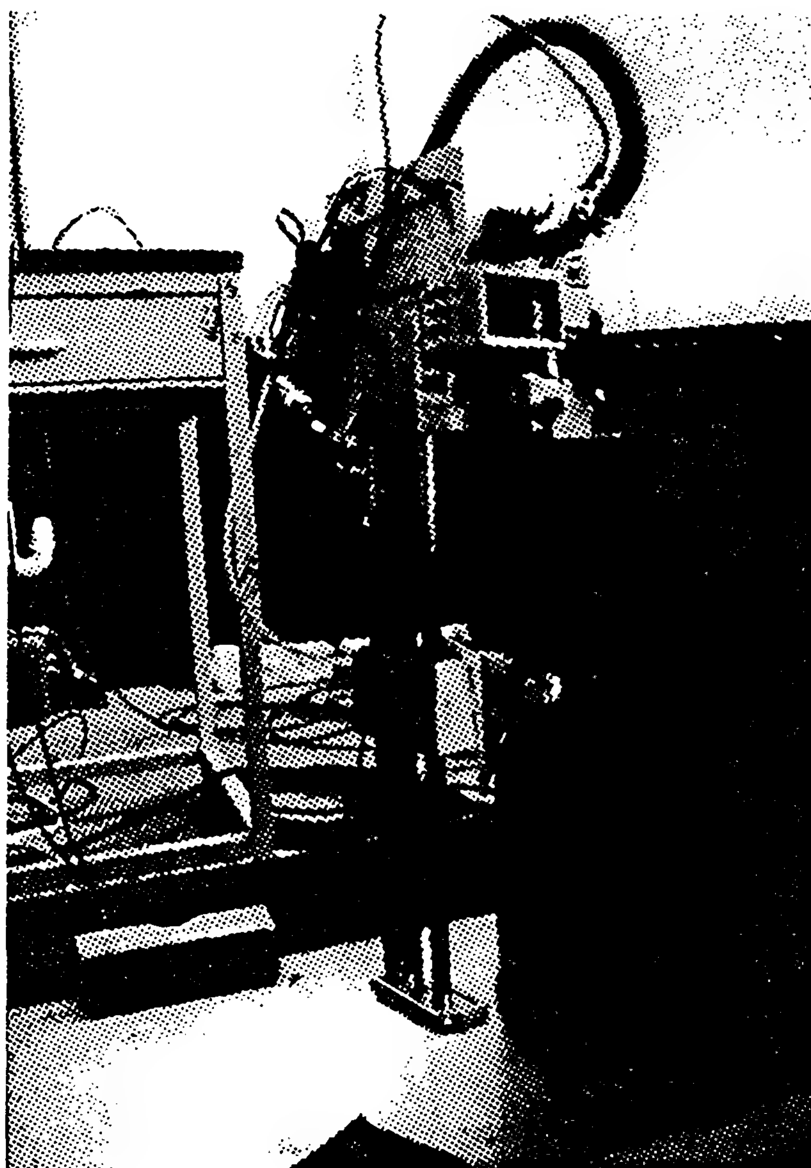


Рис. 57. Контроль тест-образца Ду 500 автоматизированной установкой УЗК «Сумиад» (Испания)

стандартном образце предприятия (СОП) диаметром 3 мм (рис. 58). Контроль проводили преобразователями продольной волны марок SEW-45-F2 и SEW-60-F2 производства «Южтехэнерго» с углами ввода УЗ луча 45 и 60°.

Ручной контроль осуществляли специалисты ВНИИАЭС с использованием преобразователей двух типов:

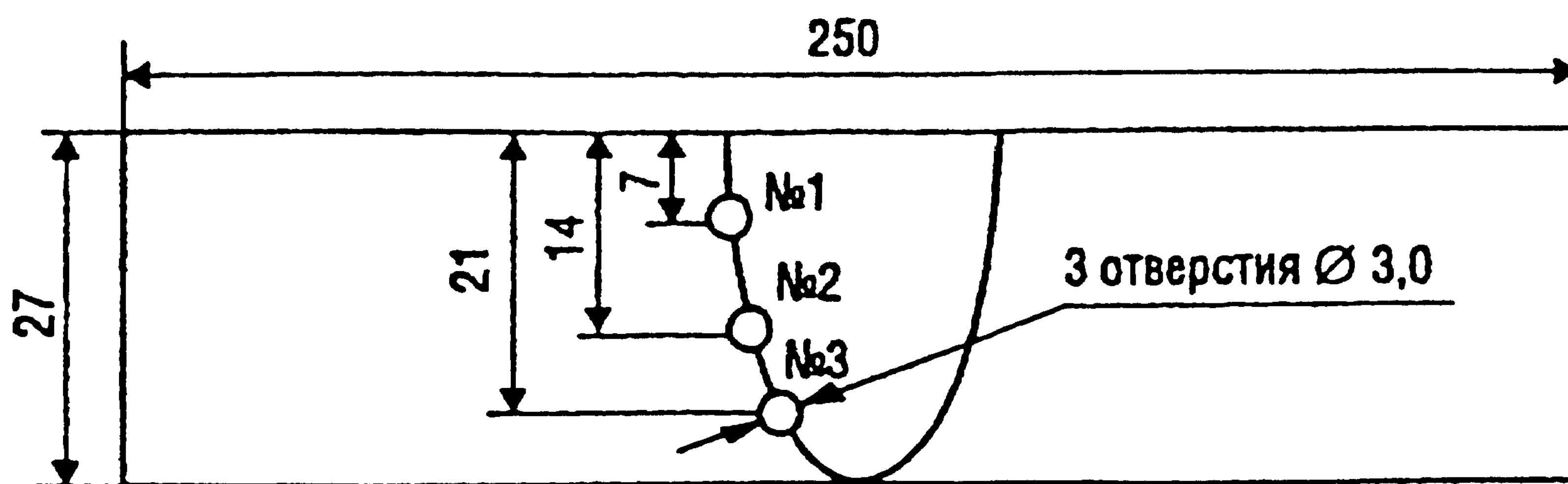


Рис. 58. Стандартный образец предприятия

SEW-45-F 2, SEW-60-F2 (преобразователи продольной волны на частоту 2 МГц с углами ввода 45 и 60° соответственно, изготовитель — «Южтехэнерго» (Львов)); ПЭП60-2,5, ПЭП45-2,5 (преобразователи продольной волны на частоту 2,5 МГц с углами ввода 45 и 60° соответственно, изготовитель МВТУ им. Н.Э. Баумана).

Для проведения контроля использовался серийный дефектоскоп УД-2-12. Фиксировали те несплошности, амплитуда эхосигнала от которых превышала уровень фиксации.

Радиографирование данного тест-образца осуществляли специалисты экспертного центра технической диагностики металлов (НИКИМТ) под тремя углами к нормали к окружности шва: 0, +20 и −20° (чувствительность 0,3 мм).

По результатам всех экспериментов были составлены картограммы обнаружения дефектов в данном сварном шве тест-образца. При анализе результатов учитывали:

1) погрешности координат расположения дефектов, внесенные при изготовлении образца;

2) погрешности измерения при радиографическом контроле; например, если снимки радиографии выполняли с перекрытием размеров секторов, в координаты дефектов на общей картограмме также закладывали неточность в интервале ±17 мм;

3) погрешности измерения координат обнаруженных несплошностей при ручном и автоматическом УЗК, например, влияние толщины стенки образца.

С учетом перечисленных выше погрешностей интервал, в котором дефект может считаться обнаруженным, в данной работе принимали меньшим или равным величине (протяженность дефекта + толщина стенки трубы), т. е. для точечных дефектов этот интервал примерно равен 34 мм.

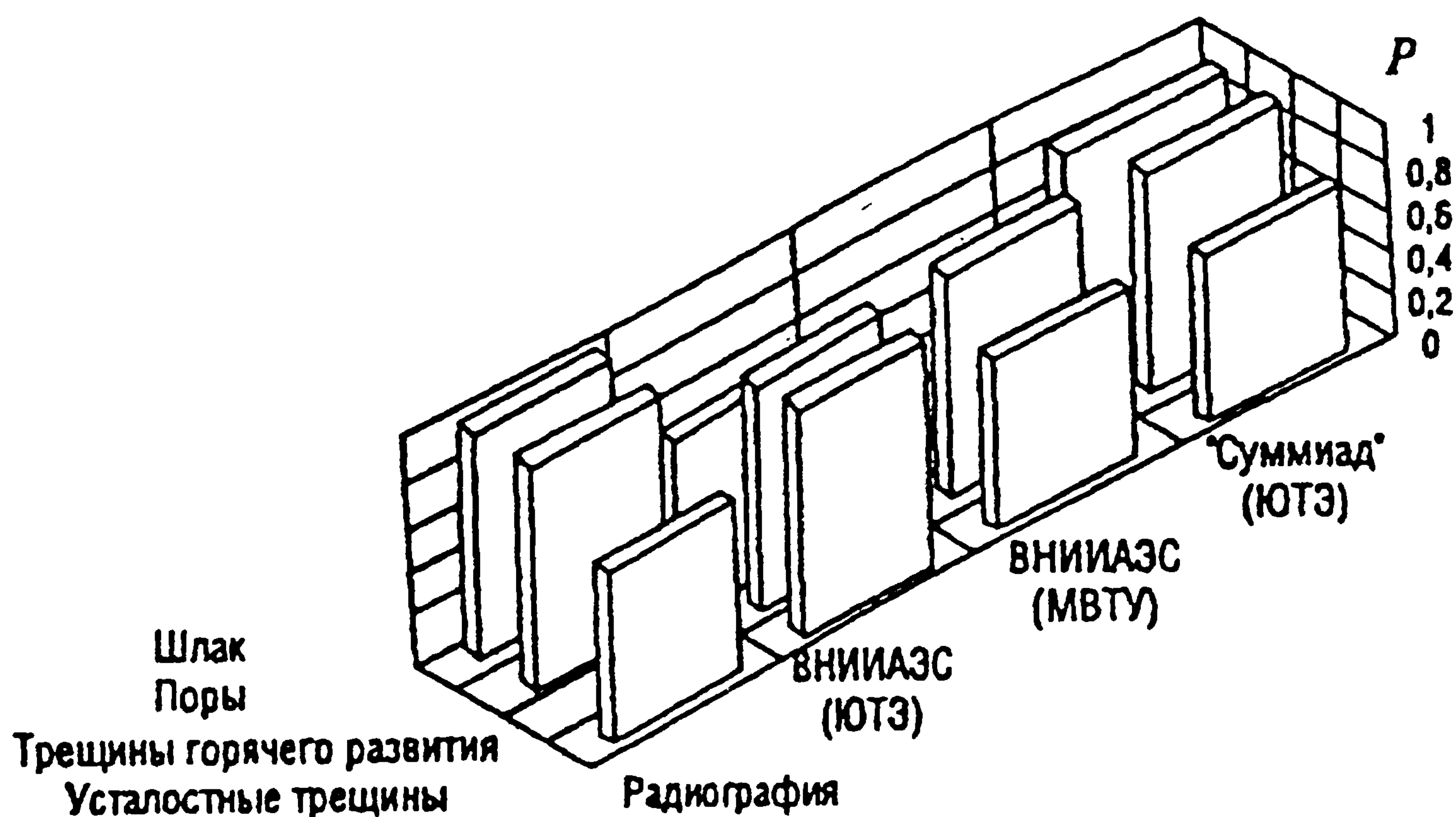


Рис. 59. Выявляемость несплошностей различного типа с помощью различных методик

Кроме дефектов, указанных в паспорте изготовителя, в сварной шов тест-образца могли быть привнесены дополнительные несплошности. Положительное заключение о наличии таких несплошностей делали, если индикации от несплошностей на близких координатах фиксировались, по крайней мере, двумя различными методиками УЗК и/или радиографией.

Выявляемость несплошностей оценивали с использованием коэффициента общей выявляемости несплошностей (т.е. отношения числа обнаруженных несплошностей из числа принимаемых в рассмотрение к числу всех учитываемых несплошностей).

В табл. 14 и на рис. 59 приведены результаты обнаружения различных типов дефектов. В табл. 15 и на рис. 60 даны обобщенные результаты контроля. Из приведенных результатов следует, что наибольшая суммарная выявляемость трещин, пор и шлаковых включений наблюдается при контроле установкой «Сумиад», коэффициент общей выявляемости для которой $K_в = 0,8$. Приведенные в табл. 15 коэффициенты перебраковки являются ориентировочными и требуют дополнительной проверки. Следует отметить также, что согласно радиографическому контролю все обнаруженные несплошности, на место которых закладывались трещины, определены как шлак, что может сыграть отрицательную роль при оценке опасности дефекта.

Таблица 14. **Обнаружение заложенных несплошностей с помощью различных методик (шов № 1)**

Методика	Пора 3×1	Шлак 5×5×20	ТУ 5×5	Шлак 3×3×15	Пора 10	ТУ 5×10	ТГ 15
Радиография	+	+	+	+	+	+	—
ВНИИАЭС (ЮТЭ)	—	+	+	—	—	+	+
ВНИИАЭС (МВТУ)	—	+	+	—	+	+	+
«СУМИАД» (ЮТЭ)	+	+	—	—	+	+	+

Методика	Шлак 3×3×20	ТГ 15—17	Пора 3×10	ТУ 5×5	Шлак 3×3×20	ТУ 20	Всего
Радиография	+	+	—	+	+	—	10
ВНИИАЭС (ЮТЭ)	+	+	+	—	—	+	9
ВНИИАЭС (МВТУ)	—	+	+	+	—	+	9
«СУМИАД» (ЮТЭ)	+	+	+	+	+	+	11

Таблица 15. **Интегральная оценка выявляемости несплошностей**

Параметр	Радиография (ЮТЭ)	ВНИИАЭС (МВТУ)	ВНИИАЭС (ЮТЭ)	«Сумиад»
$N_{обн}$	15	19	15	20
$K_в$	0,60	0,76	0,60	0,80
$N_н$	0	1	4	4

Примечание. $N_{обн}$ — общее число выявленных несплошностей; $K_в$ — коэффициент общей выявляемости, определяемый как отношение числа выявленных к числу имеющихся в образце несплошностей; $N_н$ — число несплошностей, которые могут быть классифицированы как перебраковка.

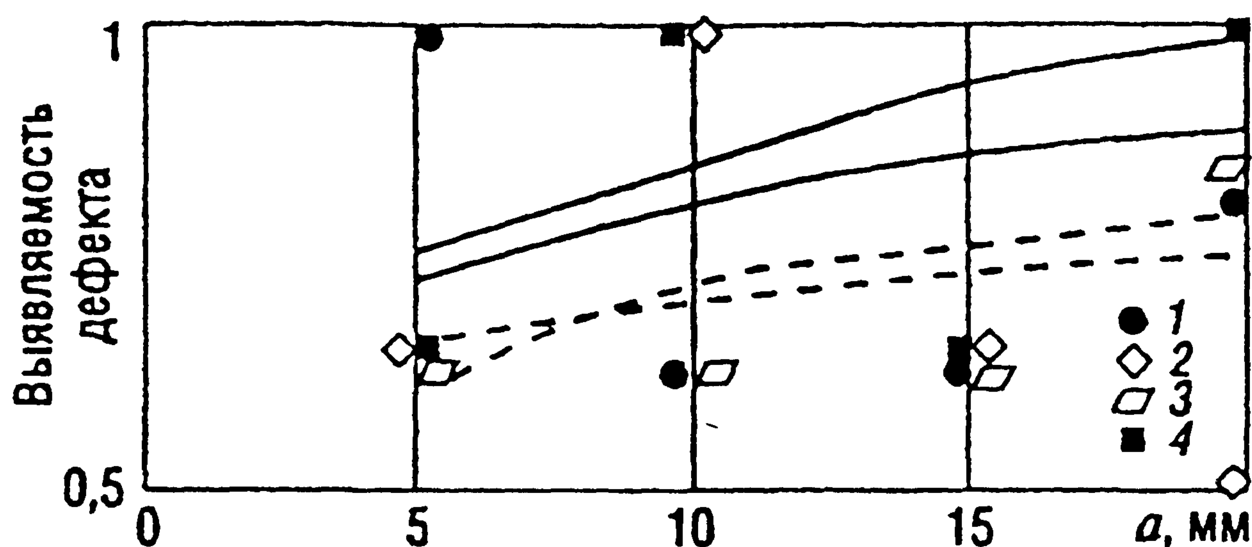


Рис. 60. Зависимость выявляемости несплошностей от их протяженности при контроле различными методиками:

1 — радиография; 2 — ВНИИАЭС (ЮТЭ); 3 — ВНИИАЭС (МВТУ); 4 — «Сумиад» (ЮТЭ)

Зависимость выявляемости несплошностей от протяженности дефекта приведена на рис. 60. В качестве данных по протяженности дефектов использовали данные паспорта тест-образца, а к рассмотрению принимали несплошности, соответствующие заложенным при изготовлении тест-образца и подтвержденные, по крайней мере, двумя различными методиками УЗК и/или радиографией.

Анализ выявляемости дефектов с использованием различных методик контроля был приведен также для главного циркуляционного трубопровода Ду 800 ректора РБМК-1000.

В этом случае использовали тест-образец (см. рис. 52 и 61), изготовленный из трех катушек трубопровода Ду 800. Материал трубопровода сталь типа 22К, плакированная аустенитной наплавкой (в данном случае использовали сталь импортной постав-

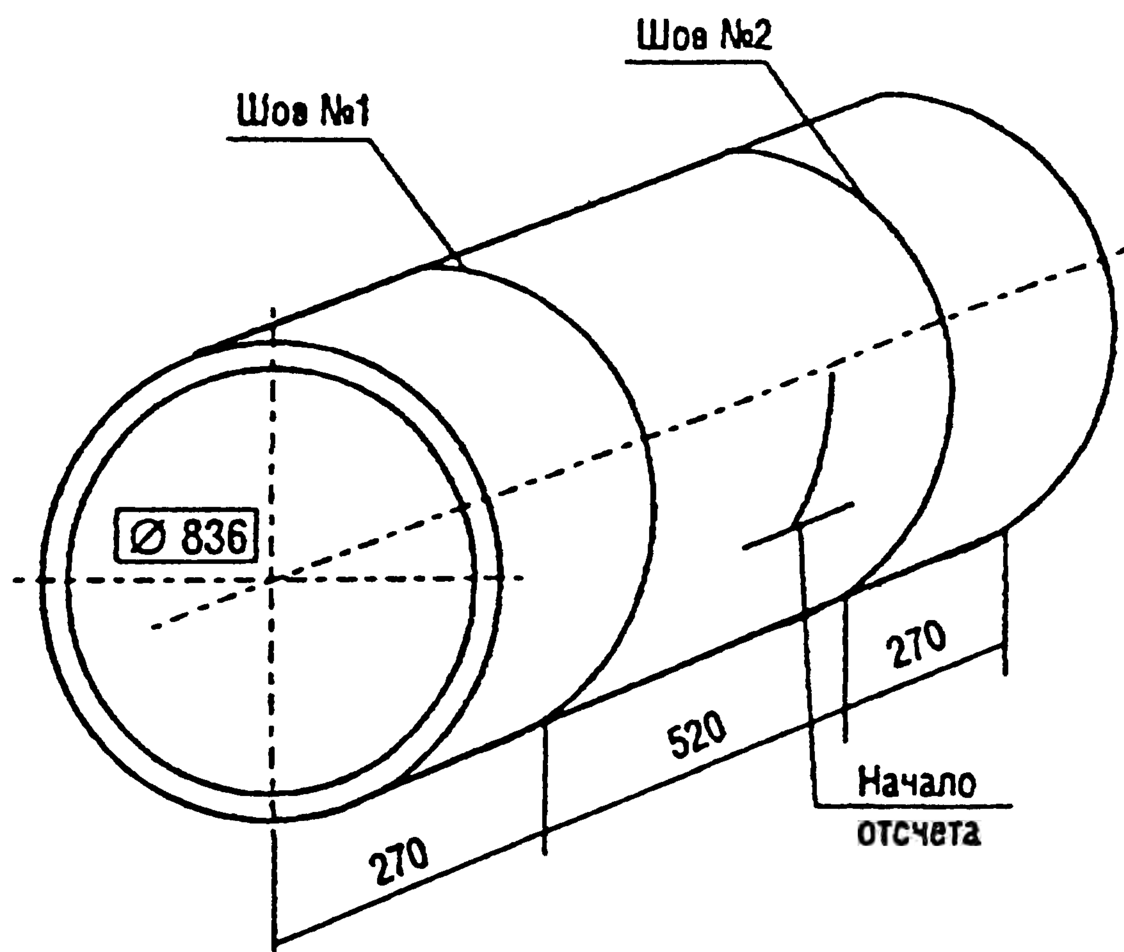


Рис. 61. Схема тест-образца Ду 800 ГЦТ РБМК-1000

ки марки крезелсо 330E+JCL47Nb). Тест-образец содержал два сварных шва: ремонтный и монтажный. В рамках данной работы рассматривали только результаты контроля монтажного шва № 1, в который закладывали дефекты плоскостного и объемного характера (непровары корня шва, несплавления с кромкой, шлаки и поры). Монтажный шов № 1 (рис. 62) выполняли по штатной технологии ручной электродуговой сваркой электродами УОНИ 13/55 с подваркой переходного слоя электродами ЗИО-8 и ЭА 898 (плакирующий слой).

На данный шов был составлен технически подтвержденный паспорт с указанием координат расположения дефектов, их размеров и типов. Ввиду конфиденциальности данных по координатам расположения заложенных дефектов каждому дефекту присвоен номер.

Ручной УЗК проводили как «слепое» испытание, т.е. дефектоскописту не были известны число и координаты расположения дефектов. Использовали серийные дефектоскопы УД2-12 и УДЦ-107. Чувствительность настраивали по стандартному образцу СО-2 по ГОСТ 14782-86. Использовали преобразователи «Приз» с углами ввода 0, 50 и 65°. Контроль осуществляли штатные дефектоскописты четырех АЭС с реакторами РБМК.

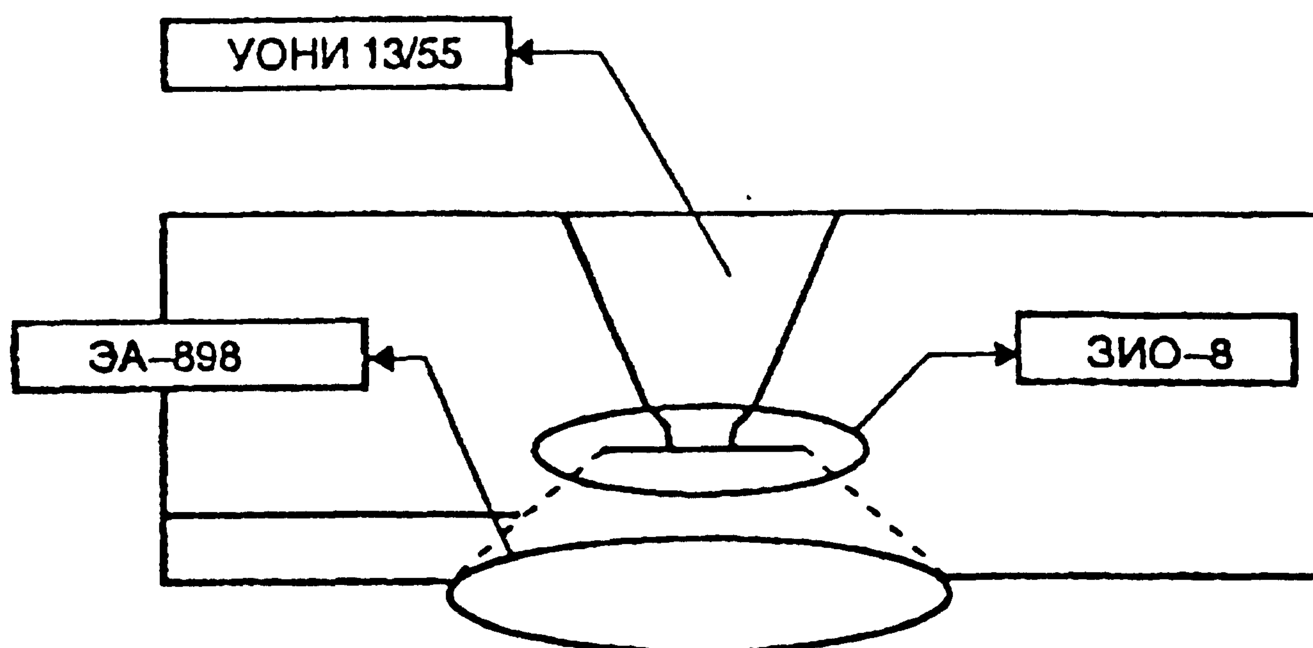


Рис. 62. Монтажный шов № 1 (поперечный разрез)

Автоматический УЗК проводили как «слепое» испытание установкой Томоскан, с последующим анализом данных и сопоставлением отчетов на рабочей станции Томольюис (разработка шведской фирмы TRC)*.

Поперечный шов был проконтролирован непараллельным TOFD-методом со сканированием по часовой стрелке. Фокусировка была проведена на 2/3 толщины стенки. Дополнительно для покрытия всего объема шва был использован эхо-импульсный метод на продольной (45 и 60°) и поперечной (45 и 60°) волнах.

Радиографирование образца проводили по трем направлениям к нормали шва — 0, +13 и −13° (рис. 63).

Дефект считали обнаруженным, если координата $X_{ср}$, мм, зафиксированная в протоколе, соответствовала интервалу

$$X_{ср} - a_{ср}/2 - \Delta X_{ср} < X_{ф} < X_{ср} + a_{ср}/2 + \Delta X_{ср},$$

где $X_{ср}$ — средняя координата фиксации по паспорту; $a_{ср}/2$ — средняя протяженность дефекта по паспорту; $\Delta X_{ср}$ — доверительный интервал расположения $X_{ср}$ дефекта по паспорту.

Результаты контроля свидетельствуют, что больше всего несплошностей было выявлено автоматическим УЗК и рентгенографией. Однако число обнаруженных дефектов не может служить полной характеристикой выявляемости. так как при этом не учитываются размеры, а, следовательно, и важность обнару-

* Испытания проведены группой фирмы TRC (Швеция) под руководством Г. Спарва и П. Шауба.

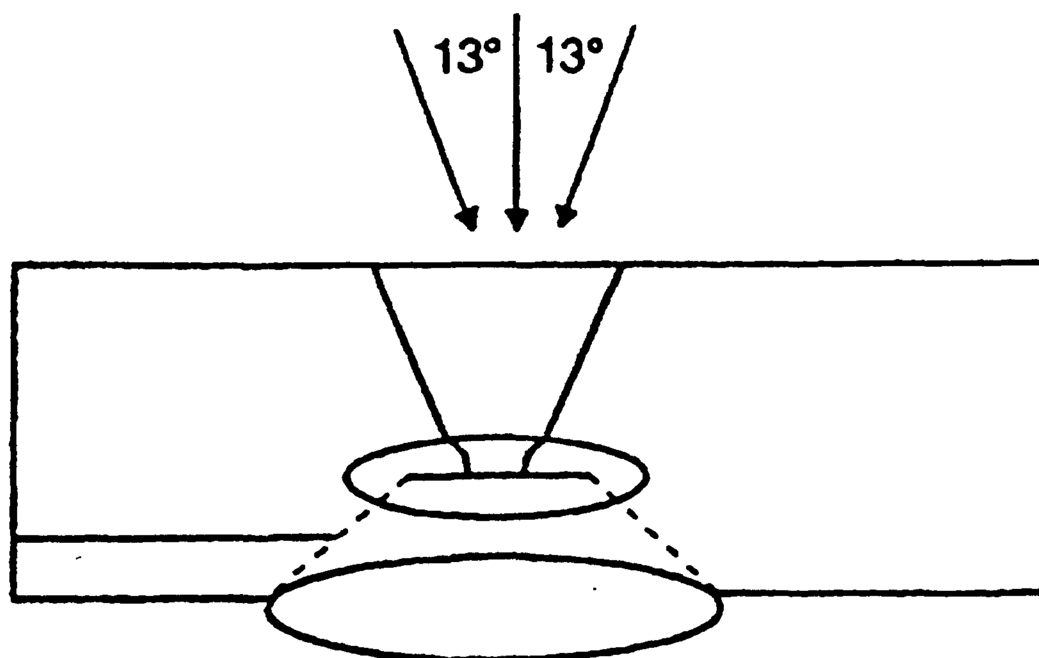


Рис. 63. Схема радиографической просветки монтажного шва № 1 тест-образца Ду 800

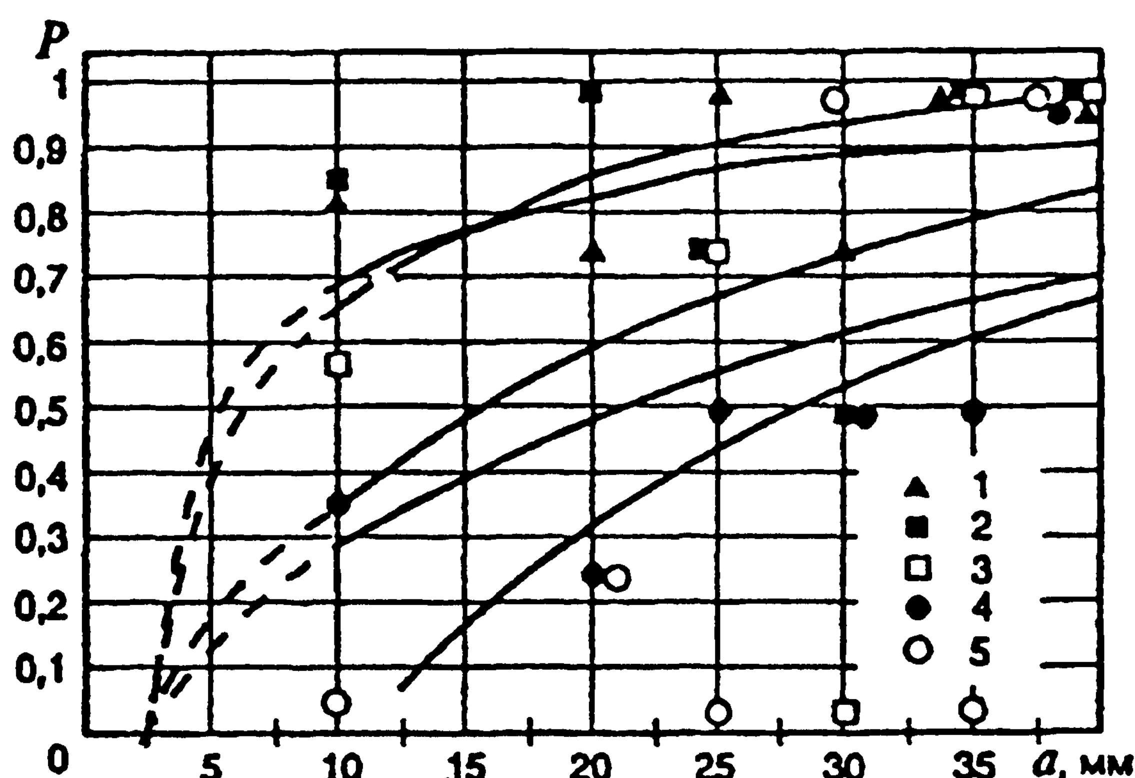


Рис. 64. Зависимость вероятности обнаружения дефекта от линейного размера дефектов:

1 — АУЗК; *2* — радиография; *3* — УЗК, № 12; *4* — УЗК, № 11; *5* — УЗК, № 18

женных несплошностей. В данном случае радиографией не добракованы два дефекта.

Вероятность обнаружения дефектов данной протяженности определяли по формуле:

$$P = n_{обн\ i} / N_{зал\ i},$$

где $n_{обн\ i}$ — число обнаруженных дефектов с данной протяженностью; $N_{зал\ i}$ — число заложенных дефектов с данной протяженностью.

Результаты расчета по этой формуле представлены в табл. 16 и на рис. 64. Расчет проведен для радиографии, автоматического УЗК

(дефектоскописты № 12, 18 и 11, обнаружившие максимальное, минимальное и среднее число дефектов соответственно).

Как видно на рис. 64, выявляемость дефектов автоматической установкой УЗК наибольшая. Совместное использование TOFD и эхоимпульсного методов при автоматическом УЗК позволяет делать выводы о типе обнаруженного дефекта. В заключении, составленном специалистами TRC, указанный тип обнаруженных дефектов полностью совпадает с паспортными данными тест-образца и подтверждается радиографией.

Исследование технологии контроля в целях повышения его эффективности. В этом случае исследуют влияние различных элементов технологии контроля (время контроля, способ сканирования, частота и др.). В качестве примера на рис. 53 и 65 приведены данные о влиянии повторного контроля на выявляемость дефектов.

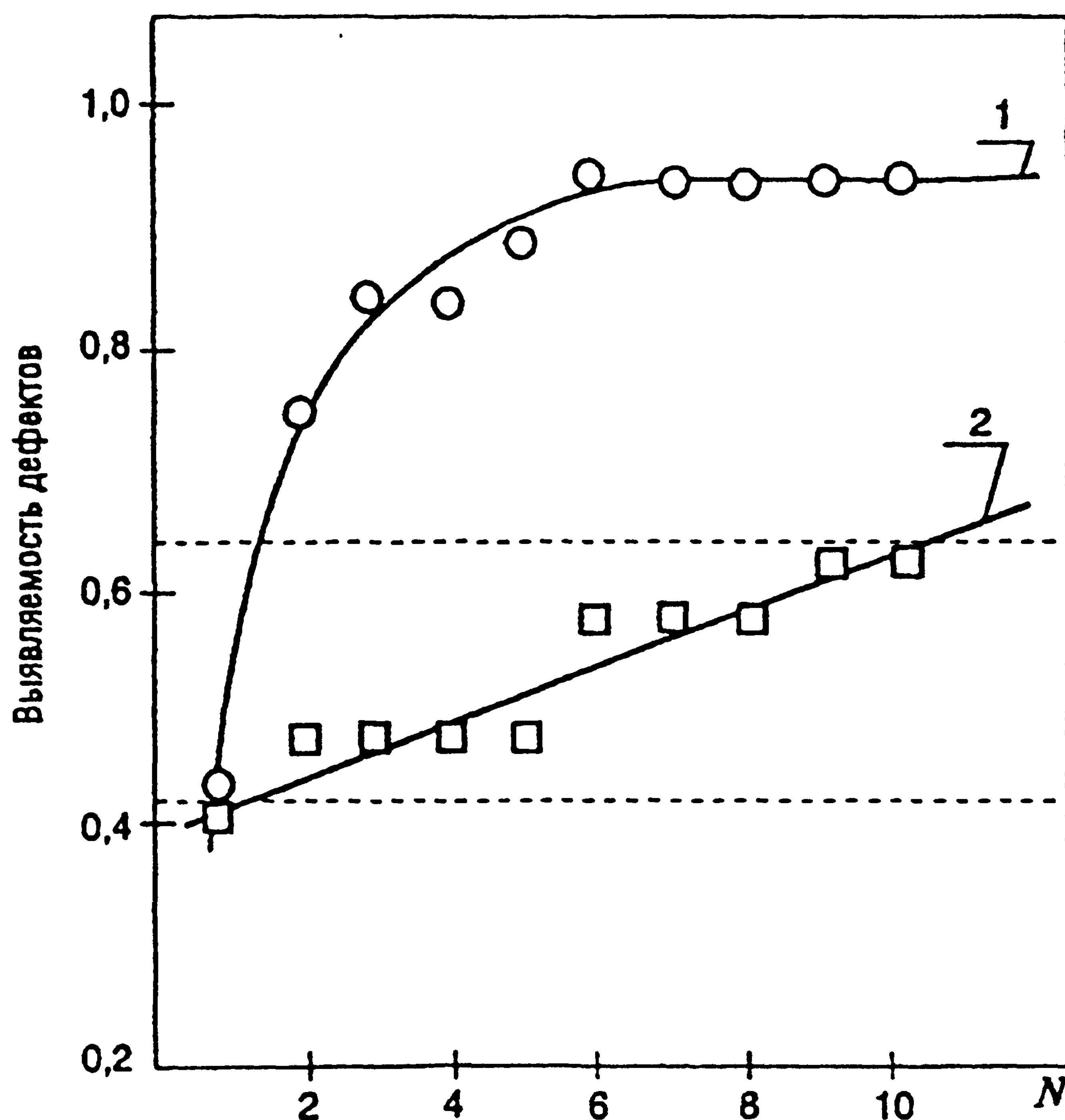


Рис. 65. Зависимость выявляемости дефектов от числа контролей (*1*), осуществленных разными дефектоскопистами (*2*)

Таблица 16. **Вероятность обнаружения дефектов различной протяженности**

Методика	Протяженность, мм					
	До 15	От 15 до 20	От 20 до 25	От 20 до 30	От 30 до 35	От 35 до 40
Радиография	0,86	1	0,75	0,5	1	1
АУЗК	0,84	0,75	1	0,75	1	1
УЗК, № 12	0,58	0,5	0,75	0	1	1
УЗК, № 18	0,04	0,25	0	1	0	1
УЗК, № 11	0,37	0,25	0,5	0,5	0,5	1

Кривая Σ (см. рис. 53) отражает суммарный результат контроля, осуществленного четырьмя дефектоскопистами. Видно, что кривая Σ лежит существенно ниже каждой из кривых, полученных дефектоскопистами X_1—X_4. Это означает, что дефектность элемента оборудования можно уменьшить в 2 раза и более только организацией повторного контроля разными дефектоскопистами.

Из рис. 65 следует, что эффективно число контролей до 6 раз. Последующие контроля (7-й — 10-й) не приводят к дополнительному выявлению дефектов в контролируемом образце (в данном случае трубы диаметром 800 мм, выполненной из стали типа 22К и представляющей модель ГЦТ РБМК). Каждый из контролей при этом проводился ручным УЗК разными дефектоскопистами. Кривая *2* на рис. 65 отражает индивидуальные результаты каждого из дефектоскопистов.

Исследование влияния «человеческого фактора» на результаты контроля. Влияние «человеческого фактора» на результаты контроля видно из рис. 53, где кривые X_1—X_4, полученные разными дефектоскопистами в одинаковых условиях эксперимента, существенно различаются.

В другом эксперименте участвовало десять дефектоскопистов (рис. 66). Исследуемый тест-образец (Ду 800) содержал четыре типа дефектов (непровар, несплавление, шлак, поры). Дефектоскописты были проранжированы по результатам контроля одного типа дефектов (наилучшему присваивался индекс «1», наихудшему — индекс «10»). Оказалось, что характер ранжирования не

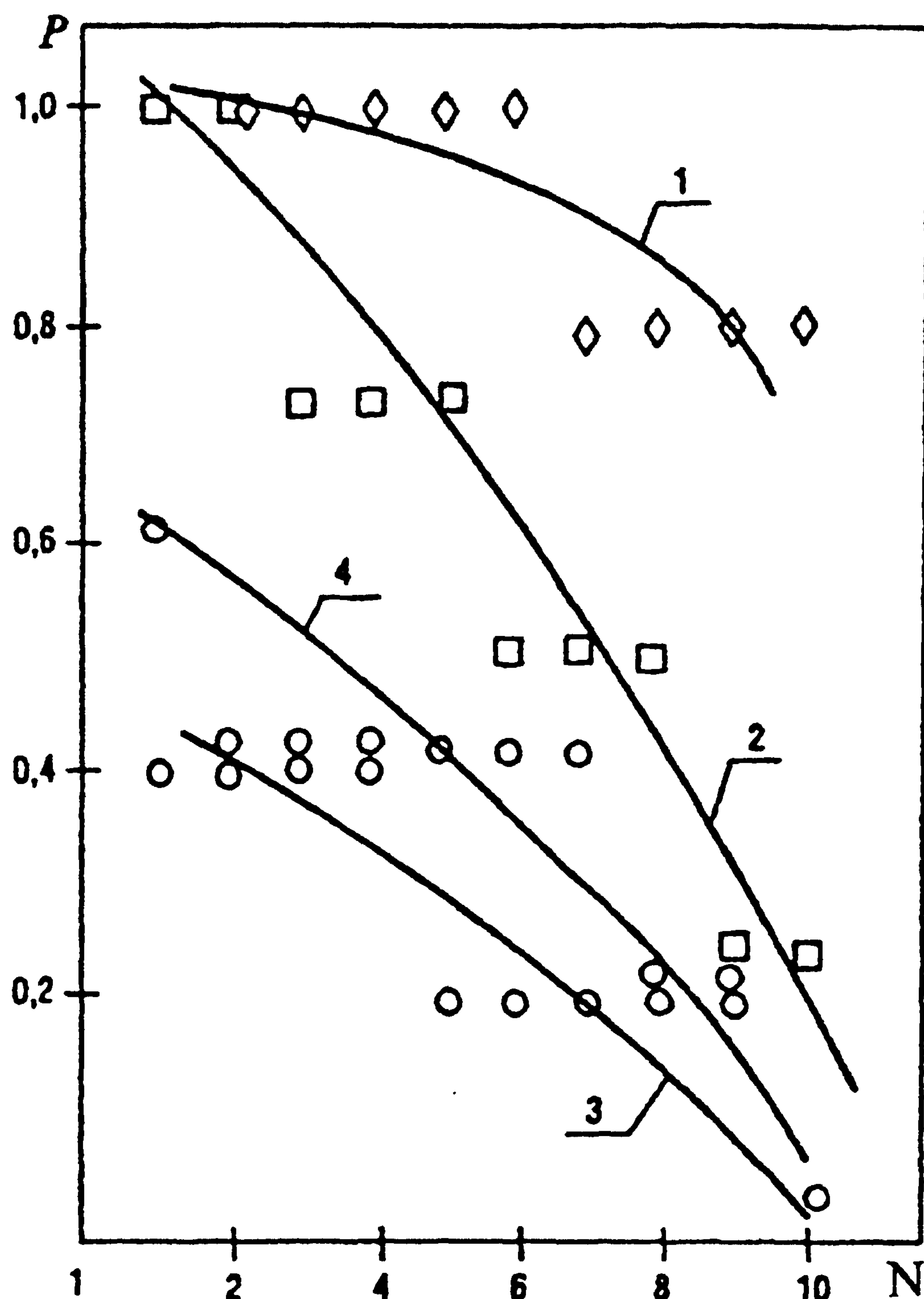


Рис. 66. Зависимость выявляемости дефектов от типа дефекта и порядкового номера дефектоскописта N (тест-образец Ду 800):
1 — несплавления; *2* — непровар; *3* — шлаки; *4* — поры

зависит от типа контролируемого дефекта. Наилучший дефектоскопист демонстрирует наилучшие результаты на всех типах дефектов. Наихудший демонстрирует соответствующие результаты также на всех видах дефектов. Таким образом, «человеческий фактор» при дефектоскопическом контроле в данном эксперименте оказался устойчивым и существенным фактором, влияющим на качество контроля.

В заключение раздела отметим следующее:

1. Полученные и рассмотренные выше результаты по оценке достоверности НКЭ, применяемого на АЭС, указывают на огромную актуальность этих работ для обеспечения ресурса, надежности и безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления реакторов АЭС.

2. Исследования закономерностей выявляемости несплошностей и достоверности НК следует считать одним из важнейших направлений работ по совершенствованию НК и обеспечению безопасности эксплуатации ответственных объектов современной техники.

3. Приведенные выше результаты нельзя считать исчерпывающими, а следует рассматривать только как первые оценки качества НКЭ на АЭС. Эти исследования требуют дальнейшего развития. К сожалению, следует отметить, что в процессе исследований достоверности НК с применением тест-образцов с первых шагов авторы проблемы сталкивались с непониманием со стороны некоторых специалистов и администраторов.

4. Дальнейшее исследование достоверности НКЭ целесообразно проводить с привлечением широкого круга специалистов и организаций России, стран СНГ, Восточной Европы.

3.1.5. Результаты исследования достоверности контроля с использованием тест-образцов, полученные по программе PISC

Программа исследований достоверности контроля элементов конструкций, находящихся под давлением при эксплуатации на атомных станциях американского производства (Pragramme for the Inspection of Steel Components, PISC) была инициирована Комиссией по прочности корпусов реакторов (США), которая поставила вопрос об исследованиях в этом направлении в конце 60-х годов.

В 1975 г. участвовать в программе было предложено европейскому Директорату по безопасности и надежности (SRD), а также Комиссии Европейского Сообщества (КЕС). КЕС совместно с ОБСЕ моментально развернул европейскую программу исследований, в которую к моменту ее завершения вошли 34 группы из 10 западноевропейских стран. В 1976 г. была создана организационная структура для выполнения работ (рис. 67), а в 1979 г. выпущен первый отчет.

После завершения программы PISC-I была разработана и реализована с участием 13 европейских стран, а также США и Японии программа PISC-II, а потом и программа PISC-III. Резуль-



Рис. 67. Организация работ по программе PISC-I

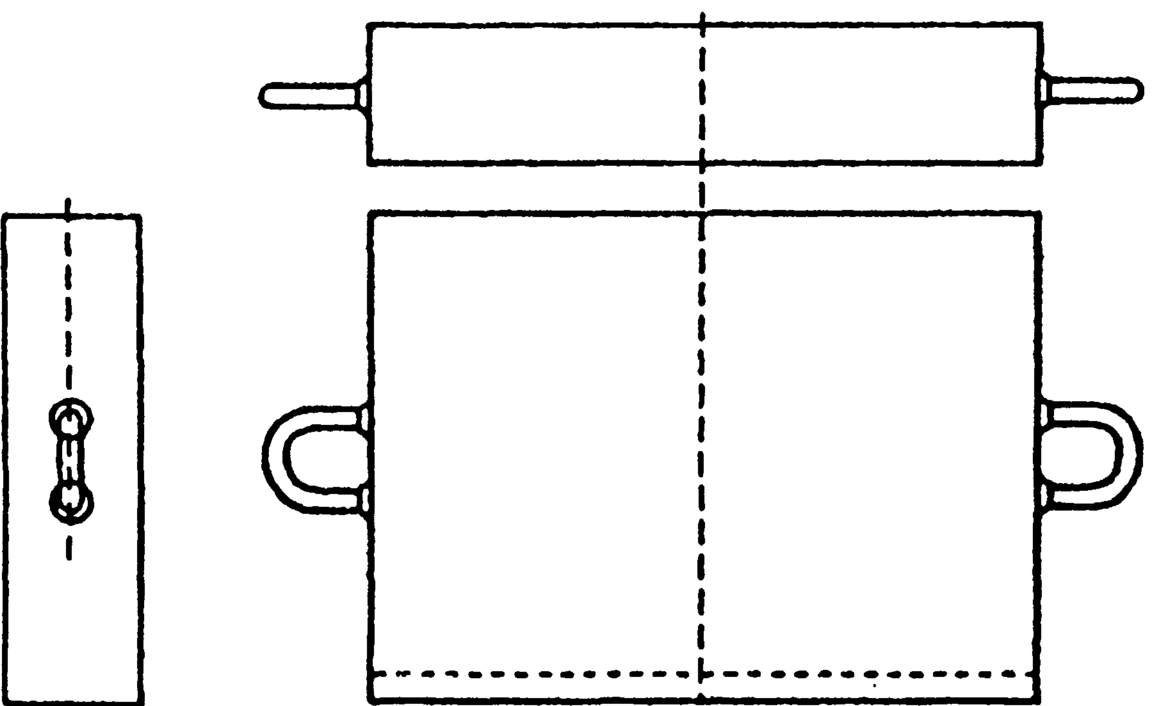
таты этих работ излагаются в соответствии с публикациями [45—52].

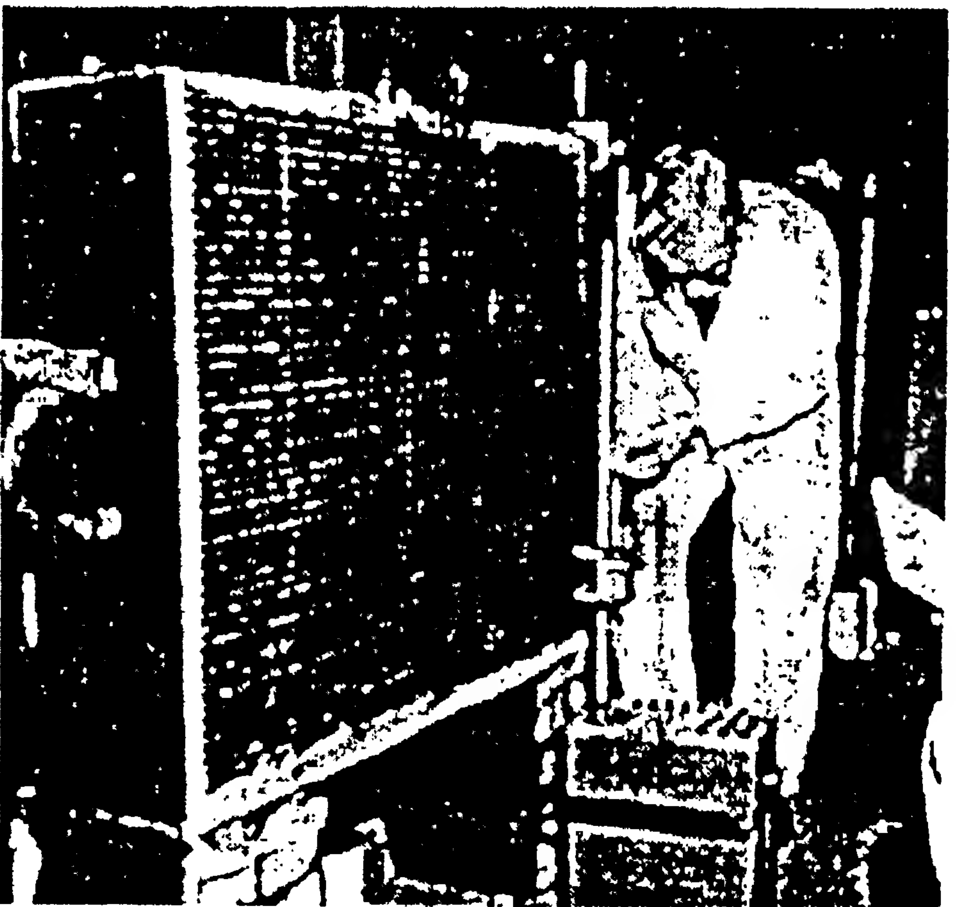
Задачей программы PISC-I было исследование достоверности определения линейных размеров дефектов по методике УЗК, рекомендованной для НКЭ оборудования АЭС правилами ASME (XI). Методика основана на использовании 50%-ной ДАС калибровки и рекомендована для ручного УЗК контроля сварных швов и зоны термического влияния корпусов реакторов с внешней стороны.

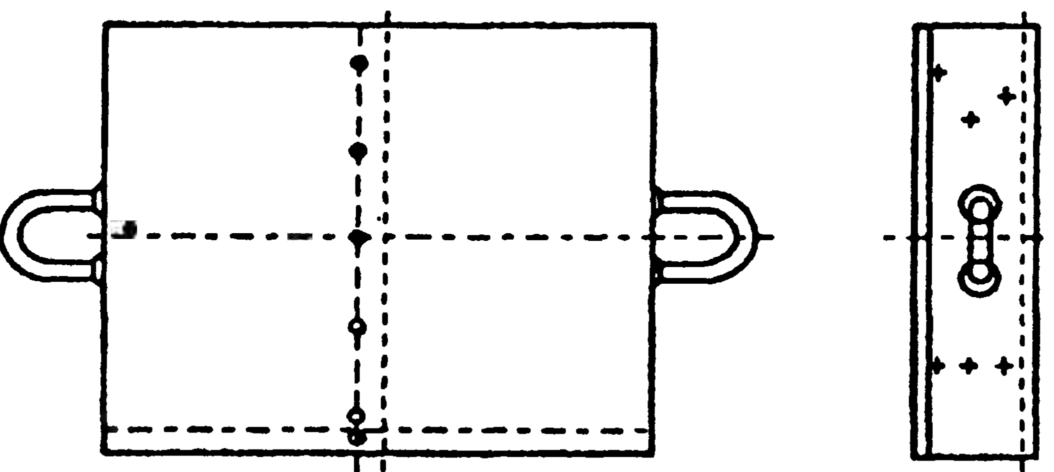
Для контроля были предложены две плиты и одна плита с патрубком диаметром 18 дюймов с искусственными дефектами (рис. 68). Все дефекты были введены во время сварки, и после выполнения программы УЗК были разрезаны в Исследовательском центре КЕС в Испре (Италия). Части тест-образцов были переданы также для последующих исследований дефектов методом вскрытия в МПА (Штутгарт) и другие организации (всего шесть организаций).

Результаты неразрушающего и разрушающего контролей обрабатывали в целях получения следующих результатов:

вероятности обнаружения дефектов (ВОД);







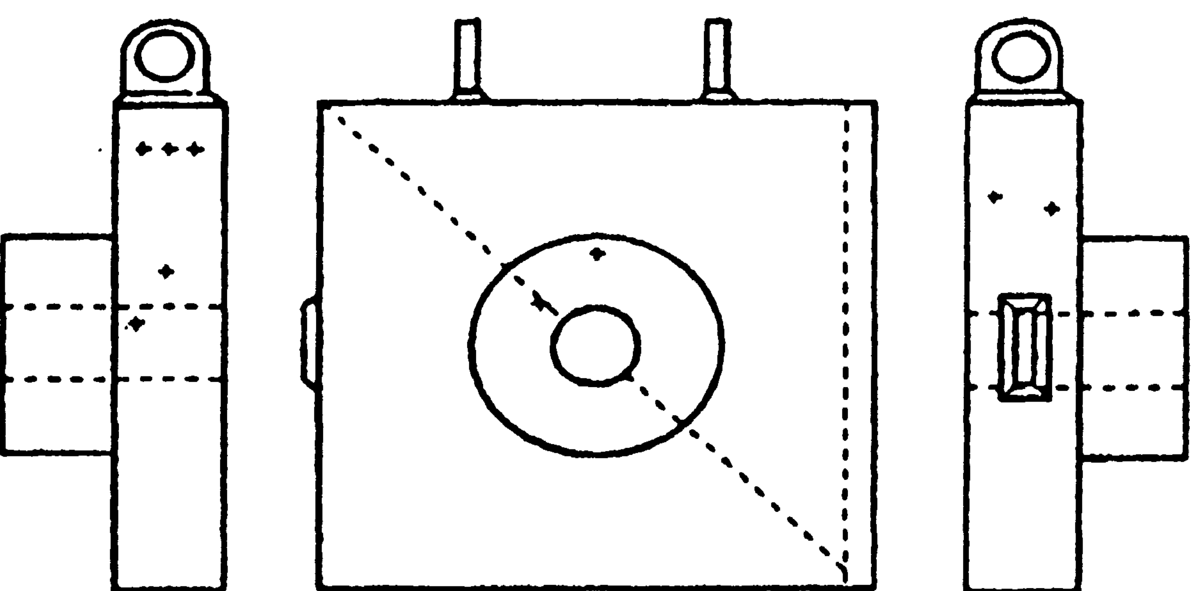


Рис. 68. Тест-образцы PISC-I:
а — плита № 51/52; *б* — плита № 51/53; *в* — вид образца; *г* — патрубок 204

качества и ошибок в определении месторасположения дефекта:

качества и ошибок в определении линейных размеров дефектов;

вероятности принятия правильного или неправильного решения по результатам контроля в соответствии с требованиями правил ASME (XI).

Основные результаты, полученные в рамках программы PISC-I (рис. 69), свидетельствуют о неприемлемой для ядерной техники достоверности НК. Экспериментально было показано, что вероятность принятия неправильных решений при анализе результатов контроля очень велика. В некоторых случаях, например, для цепочек дефектов она фактически равна 100%.

В связи с полученными результатами в программу PISC-I были введены альтернативные коду ASME (XI) методики (табл. 17). Результаты, полученные с использованием дополнительных методик, оказались существенно лучше, однако было решено продолжить исследования в рамках программы PISC-II.

Цель программы PISC-II:

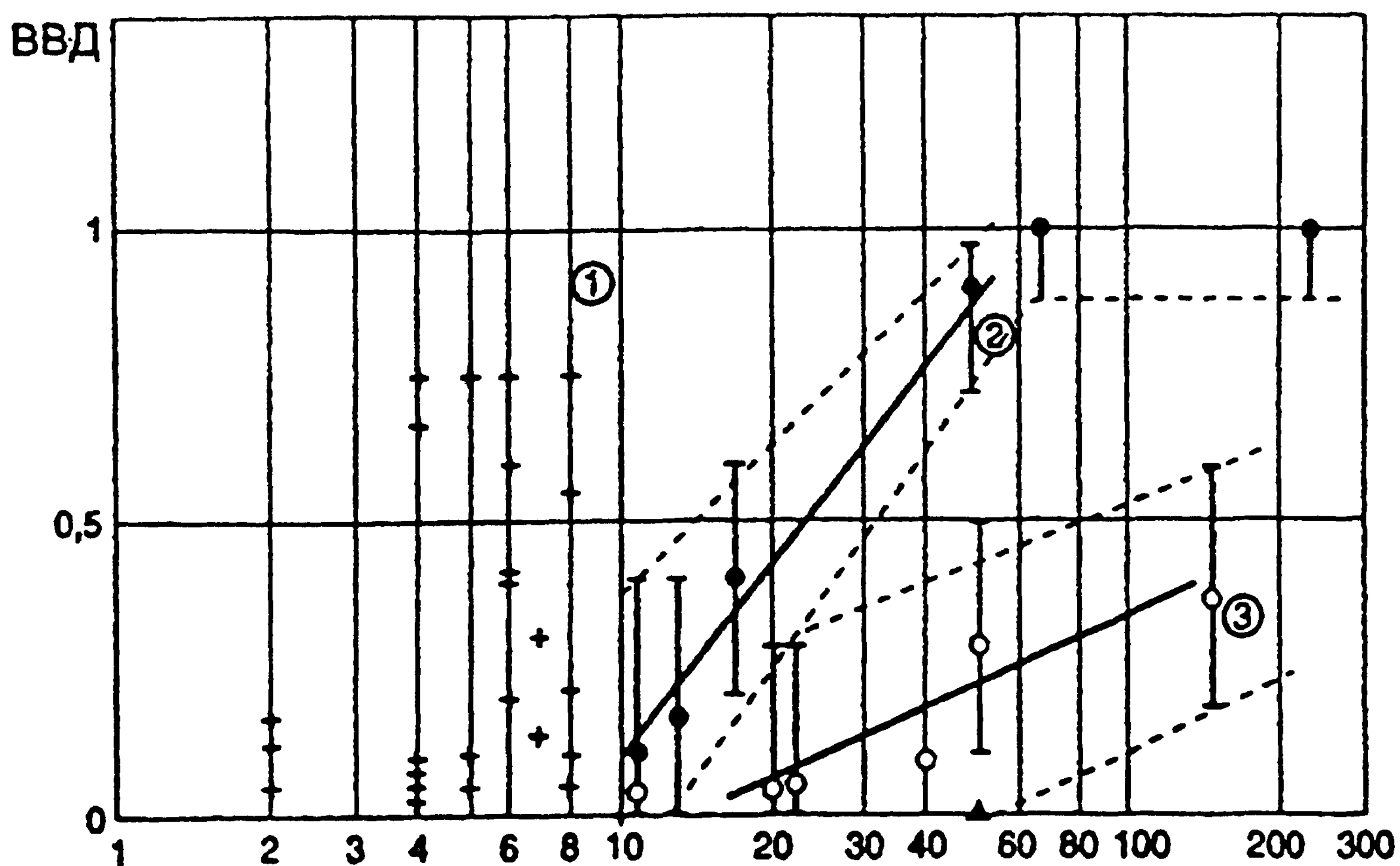
оценка эффективности различных альтернативных методов контроля элементов реакторов, находящихся в эксплуатации;

определение методик, приемлемых для входного, предэксплуатационного и эксплуатационного контроля;

доведения до сведения надзорных органов результатов исследований и разработка на их основе нормативно-технических документов (правил, стандартов).

Один из обобщенных результатов исследований выявляемости дефектов, полученный по программе PISC-II, приведен на рис. 70. Как видно из рис. 70, выявляемость трещин усталости и цепочек трещин в ходе исследований была существенно улучшена, однако не настолько, чтобы считать результаты удовлетворительными. Вслед за программой PISC-II была разработана программа PISC-III. Эта программа охватывала более широкий круг проблем, связанных с достоверностью НКЭ. Было предложено восемь направлений работ:

Направление 1 (реальные дезактивированные элементы конструкций) предусматривало исследования достоверности контроля



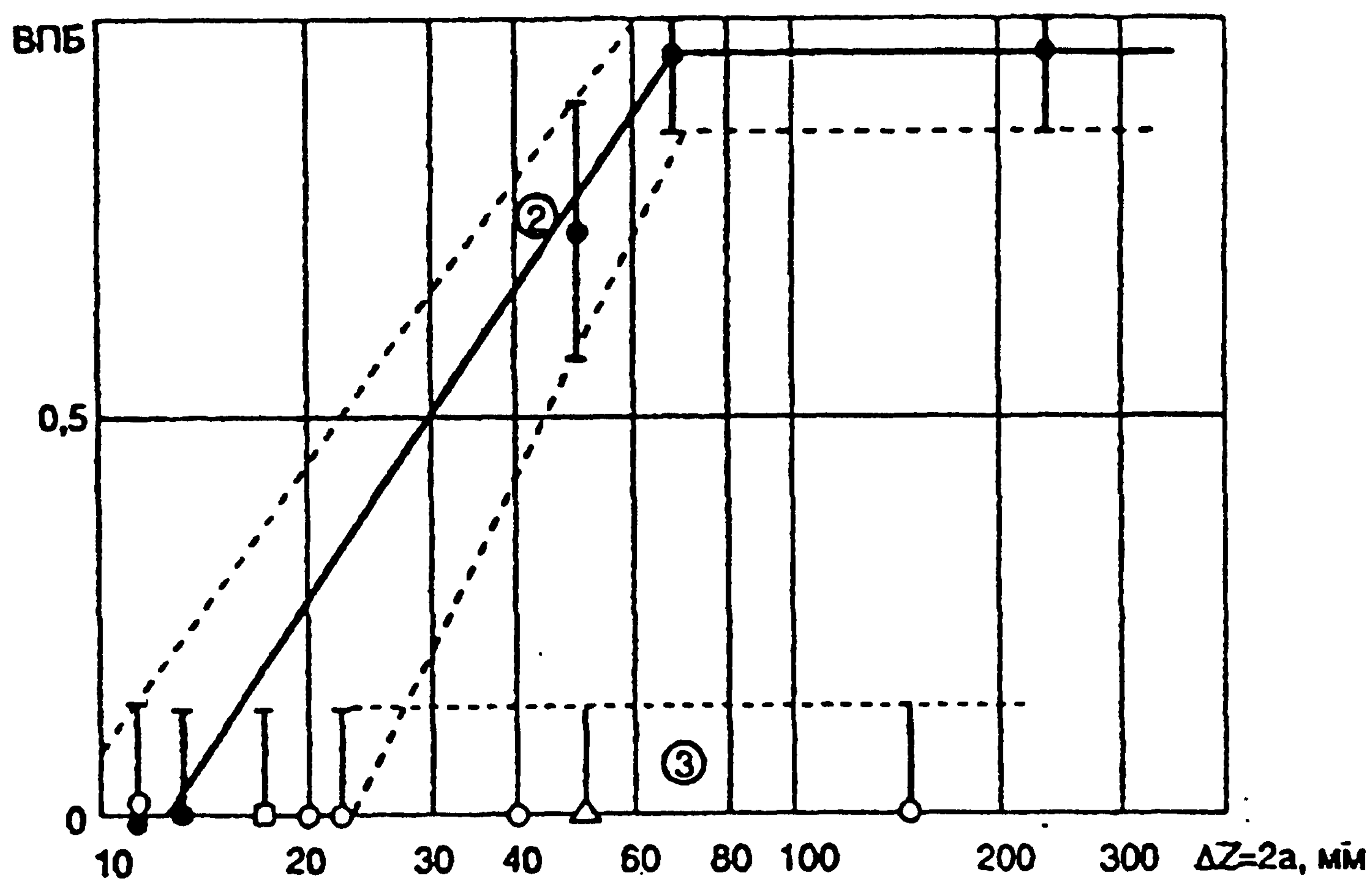


Рис. 69. Основные результаты PISC-I:

а — вероятность выявления дефектов (ВВД) в зависимости от из размера; б — вероятность правильной браковки (ВПБ) дефектов в зависимости от их размера; + — допутимые дефекты; ● — недопустимые дефекты (вертикальные трещины); ○ — цепочки дефектов; □, Δ — трудно определимый дефект из-за его места расположения; *1* — объемный дефект; *2* — дефект типа трещины; *3* — цепочки дефектов

Таблица 17. **Дополнительные методы контроля**

Основной метод	Вспомогательный метод
Аналогично PISC-I. В дополнение 70°-ный искатель, оптимизация положения искателя и контроль с двух сторон. Калибровка на плоскодонном отверстии диаметром 3—10 мм	
Аналогично PISC-I. Калибровка на отверстии диаметром 2 мм	
Контактные фокусирующие искатели. Эхо-метод. Углы 0, 45°, частота 2 МГц. Тандем. Раздельно совмещенный искатель	
Комбинации эхо-методов. Контроль с двух сторон. Тандем (35°, 45° искатели). Искатели продольной волны 70° (2,4 МГц)	
Эхо-метод с иммерсионным фокусируемыми искателями. Автоматическое сканирование	
Тандем. Эхо-метод. Автоматическое сканирование	Искатели с двойным кристаллом
Автоматизированный эхо-метод	Тандем (1,2 МГц), голография для детального анализа
Иммерсионные фокусируемые искатели (от 5 до 10 МГц). Автоматическое сканирование. Контроль с двух сторон. Углы 0, 45, 60, 70°; калибровка на отверстии от 20 до 13 мм	

на снятых с эксплуатации поврежденных элементах конструкций реакторов.

Направление 2 (контроль на полномасштабной модели корпуса реактора) являлось прямым продолжением программ PISC-I, II, однако на этот раз исследования были максимально приближены к реальным условиям. Основной объем работ был проведен в Институте испытания материалов в Штутгарте (ФРГ). Полномасштабная модель корпуса реактора давала возможность испытать в том числе автоматизированные манипуляторы для НКЭ корпусов реакторов.

Направление 3 (патрубки и композитные сварные швы) акцен-

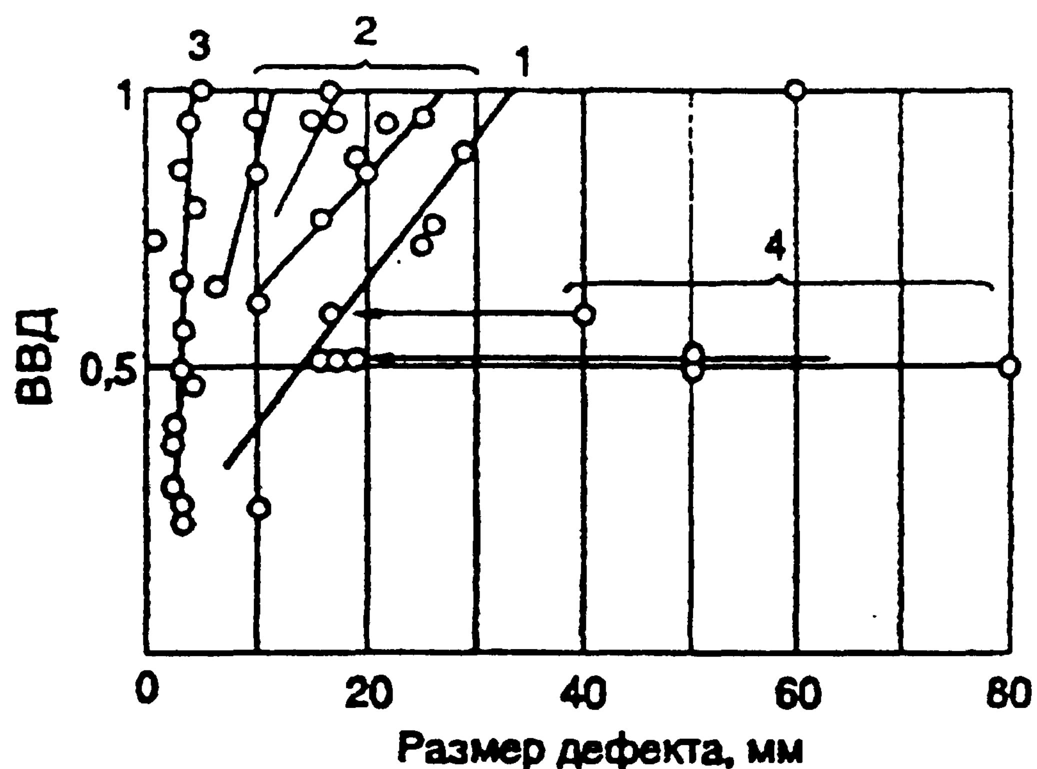


Рис. 70. Вероятность выявляемости дефектов (ВВД) по методике ASME с использованием 20%-ной DAC в зависимости от размера дефектов в направлении толщины стенки:

1 — трещины усталости; *2* — объемно-пллскостные дефекты или дефекты типа горячих трещин; *3* — объемные дефекты, включая плоскодонные сверления диаметром 3 мм и калибровочные отверстия 9,5 мм; *4* — цепочки дефектов

тировало внимание на контроле патрубков и мест присоединения трубопроводов к корпусному оборудованию. Так как материалом корпуса является перлитная сталь, а трубопровода — аустенитная, в программе предусматривались исследования на тест-образцах, содержащих дефекты в композитных сварных швах.

Направление 4 (контроль аустенитных сталей) предусматривало исследования выявляемости трещин коррозионного растрескивания с учетом специфики структуры аустенитных сталей.

Направление 5 (контроль трубок парогенераторов) учитывало специфические вопросы вихретокового контроля трубок парогенератора. Исследования проводили как на трубках, вырезанных из поврежденных в эксплуатации парогенераторов и содержащих реальные дефекты, так и на трубках, содержащих искусственные дефекты.

Направление 6 (математическое моделирование НК) включало комплекс исследований, связанных с математической обработкой сигналов и получением максимальной информации о дефектах по результатам контроля. К рассмотрению были приняты математические модели и компьютерные программы, представленные 16 организациями из восьми стран.

Направление 7 (человеческий фактор) предусматривало изуче-

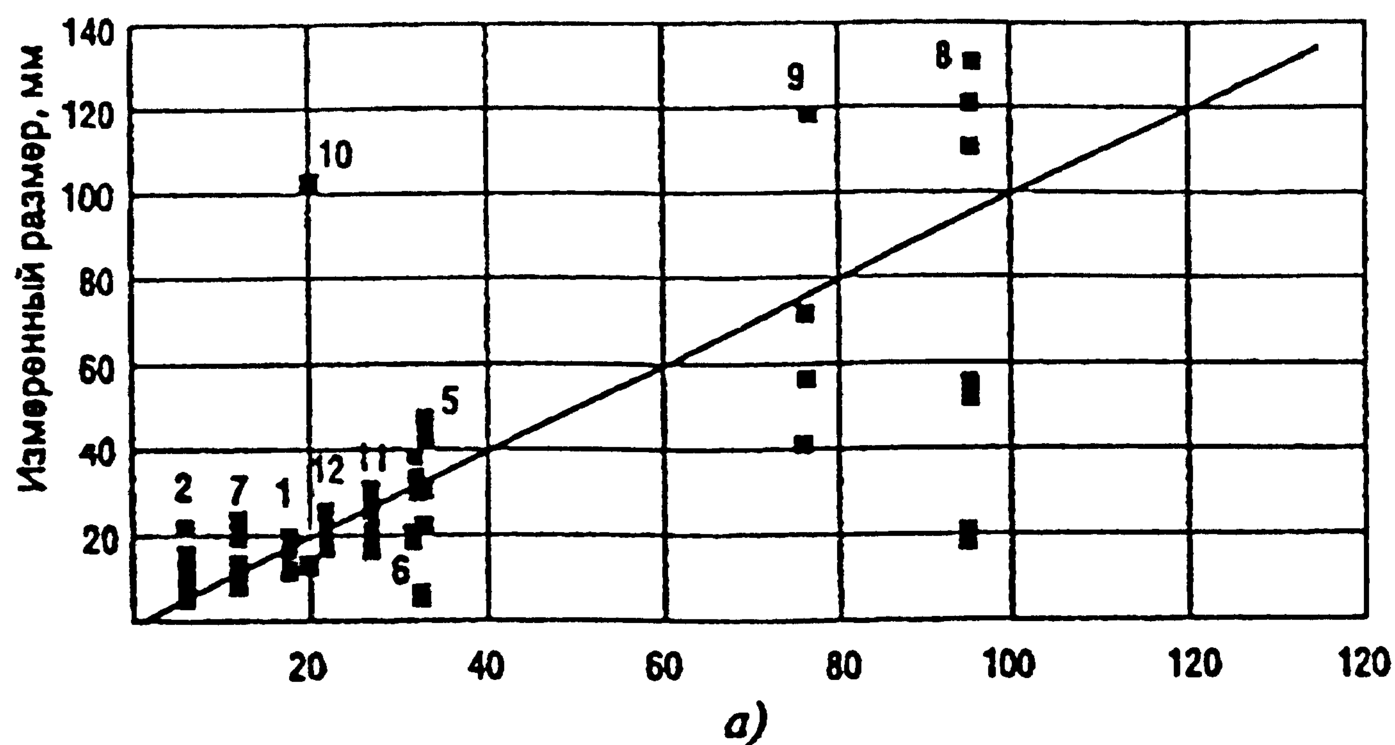




Рис. 71. Измеренные размеры дефектов (кроме дефектов № 3 и 4) по результатам контроля всех групп дефектоскопистов (*а*) и зависимость погрешности определения размеров дефектов в направлении толщины стенки корпуса реактора от действительного размера дефекта (*б*)

ние роли человеческого фактора при контроле и его влияния на результаты контроля.

Направление 8 (улучшение нормативно-технических документов в области НК стран-участниц программы PISC) включало следующие работы:

информирование технических комитетов, занятых разработкой кодов и стандартов, о результатах PISC;

критический анализ национальных и интернациональных технических документов членами PISC;

подготовку технических отчетов по проблемам правил и стан-

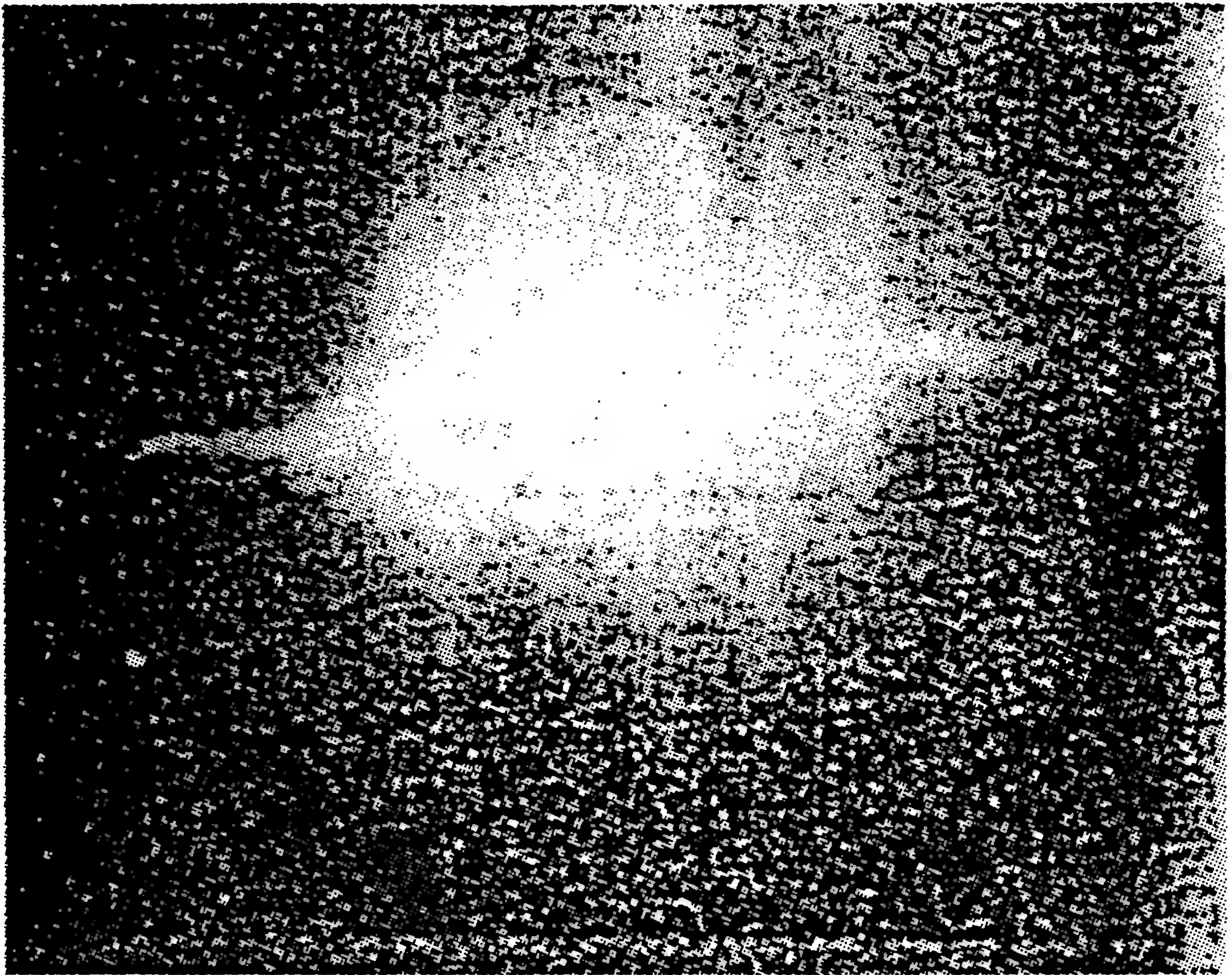


Рис. 72. Трепан дефекта № 8. Результат радиографии (к рис. 71)

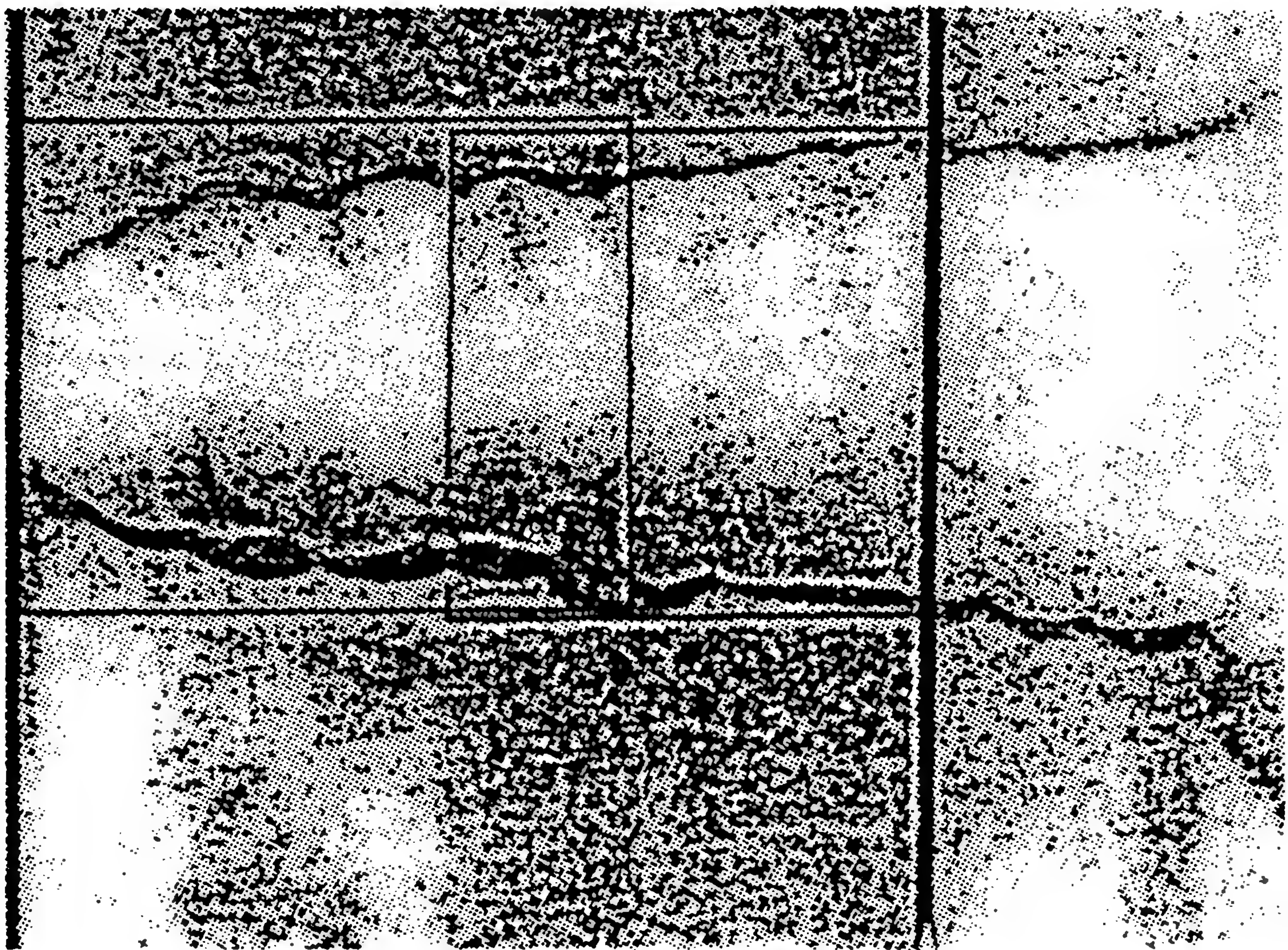


Рис. 73. Макрографическое изображение дефекта № 9 (к рис. 71)

дартов и передача их в органы, ответственные за разработку нормативных документов.

Программа PISC-III была завершена в 1993 г., к настоящему времени некоторые результаты опубликованы [48—51 и др.]. Ниже очень конспективно изложены основные результаты этих исследований. Результаты исследований достоверности определения линейных размеров несплошностей в направлении толщины стенки при контроле на полномасштабной модели корпуса реактора представлены на рис. 71. Как видно, погрешности в определении глубины несплошности могут достигать существенных значений, как в сторону занижения размера, так и в сторону его завышения. На рис. 72, 73 изображены дефекты № 8 и 9 (см. рис. 71), для которых получены наибольшие погрешности.

Результаты исследования вероятности обнаружения дефектов в аустенитной стали приведены на рис. 74, 75, а тест-образцы, на которых были получены результаты, — на рис. 76. Образцы содержали как трещины межкристаллитного коррозионного растрескивания, так и трещины усталости, а также трещины, полученные электроискровым методом. Трещины МКК выявляются хуже трещин другой природы (см. рис. 74, 75). Даже для трещин, составляющих 50—70% толщины стенки, имеется существенная вероятность их необнаружения.

Некоторое представление о выявляемости дефектов, полученной в направлении 3, дают диаграммы на рис. 77.

Программа PISC завершена, ее результаты опубликованы еще не полностью, тем более они не полностью осмыслены. Однако ее значение трудно переоценить. На протяжении 20 лет PISC являлась двигателем развития средств и методов НК, она позволила выявить слабые места НК и четко поставить задачи и определить направления исследований для совершенствования контроля.

3.1.6. Причины невыявляемости дефектов

На выявляемость дефектов влияет большое число факторов, среди которых можно выделить особенности физических методов НК и материала, в котором находится дефект, тип дефекта, характе-

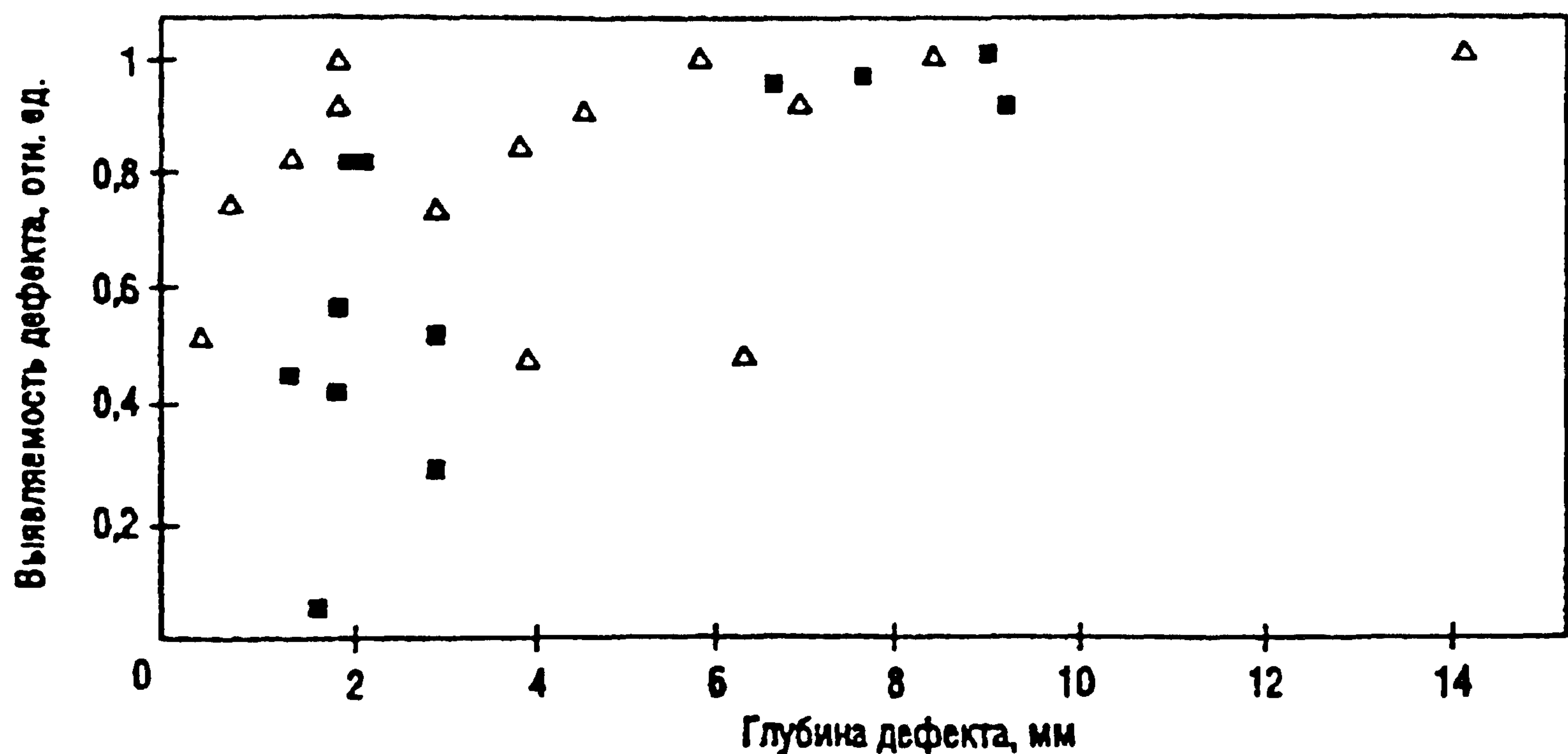


Рис. 74. Зависимость выявляемости дефектов от их глубины в направлении толщины стенки в образцах из аустенитной стали:
■ — трещина межкристаллитного коррозионного растрескивания;
Δ — другие трещины.

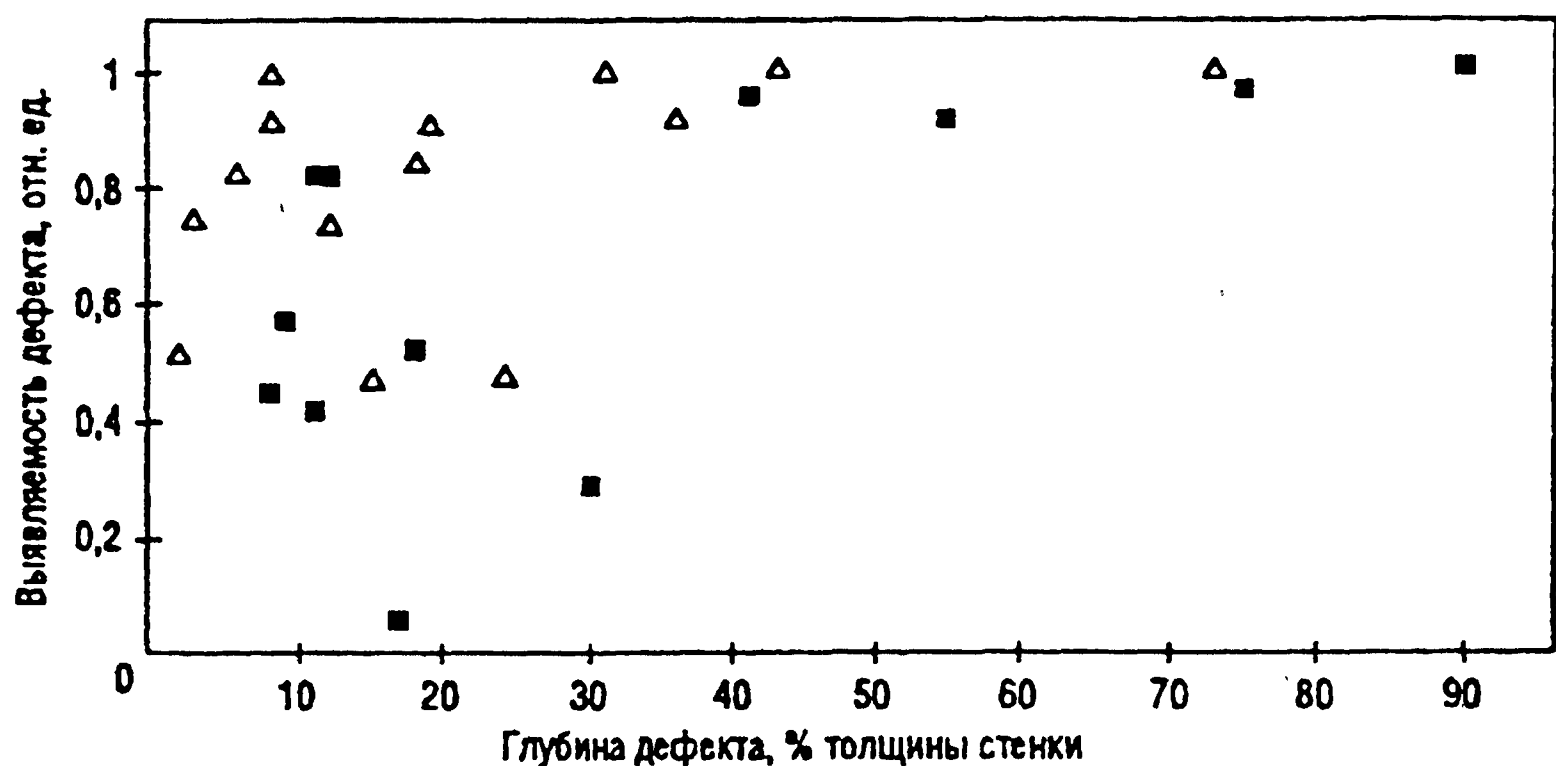


Рис. 75. То же, что на рис. 74, но глубина дефектов дана в процентах толщины стенки

ристики средств и методик контроля, окружающей среды и условий контроля, индивидуальные особенности дефектоскопистов.

Несмотря на многочисленные исследования причин недостаточной достоверности контроля, проводимых как у нас в стране, так и за рубежом, в настоящее время можно дать, по-видимому, только качественную или полуколичественную характеристику влияния различных факторов на снижение достоверности контроля.



Рис. 76. Исследованные тест-образцы из аустенитной стали (к рис. 74, 75) PISC-III

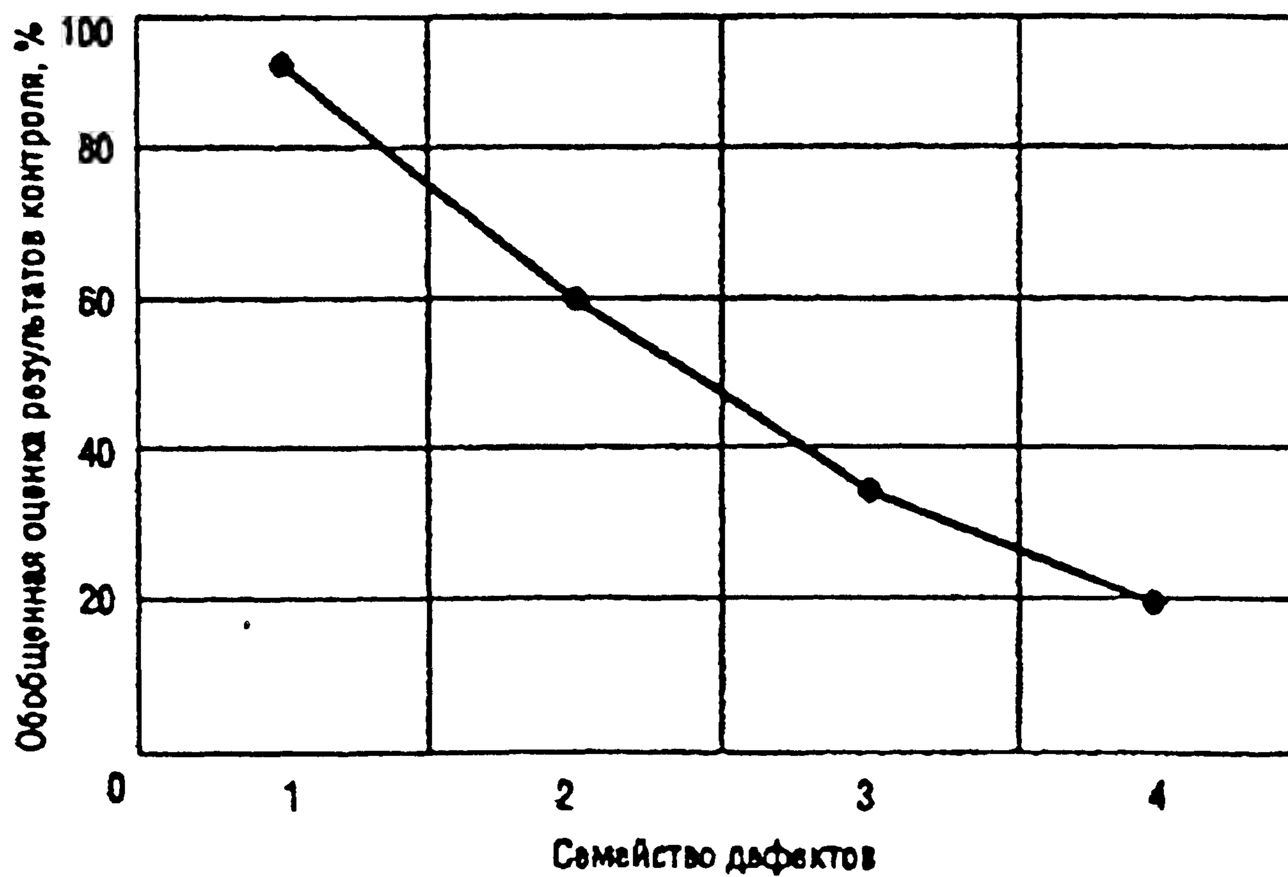


Рис. 77. Влияние материала, в котором находится дефект:
1 — кованая сталь; *2* — зона сплавления основного металла со швом; *3* — наплавленная аустенитная сталь; *4* — сварной шов

Известны различные классификации факторов, влияющих на достоверность контроля. В.Г. Щербинский и Н.П. Алешин [53] недостаточную достоверность связывают с погрешностями контроля, среди которых выделяют: систематические, случайные погрешности и промахи.

Систематические погрешности обусловлены причинами, действующими одинаковым образом при контроле в одних и тех же условиях или закономерно изменяющими результаты при изменении условий контроля.

Случайные погрешности приводят к разбросу результатов повторных измерений относительно какого-то среднего значения.

Промахи представляют собой грубые погрешности, связанные либо с поведением оператора, либо с незамеченной неисправностью аппаратуры.

Влияние указанных погрешностей авторы рассматривали во взаимосвязи с состоянием средств контроля, методами контроля, типом и ориентацией дефекта.

В.Н. Волченко [40] при анализе достоверности контроля выделял погрешности первого рода (перебраковка) и второго рода (недобраковка). При этом достоверность D оценивал по формуле

$$D = 1 - \chi_\alpha - \chi_\beta,$$

где χ_α — доля перебраковки; χ_β — доля недобраковки.

В программе PISC также делали попытки выделить влияние на достоверность таких факторов, как физический метод контроля, методики контроля, перебраковка и недобраковка, человеческий фактор, тип дефекта, материал.

Ниже обсуждена выявляемость несплошностей в зависимости от физических методов контроля, типа и ориентации дефекта, методики контроля, материала, типа сварного соединения, человеческого фактора.

Сравнительный анализ выявляемости несплошностей в зависимости от физического метода контроля проводили в работах [51—55 и др.]. На рис. 78 приведены результаты экспериментального исследования выявляемости несплошностей тремя методами контроля в зависимости от их линейного размера a [55]. Наилучшей выявляемостью обладает УЗК, наихудшей — РГ.

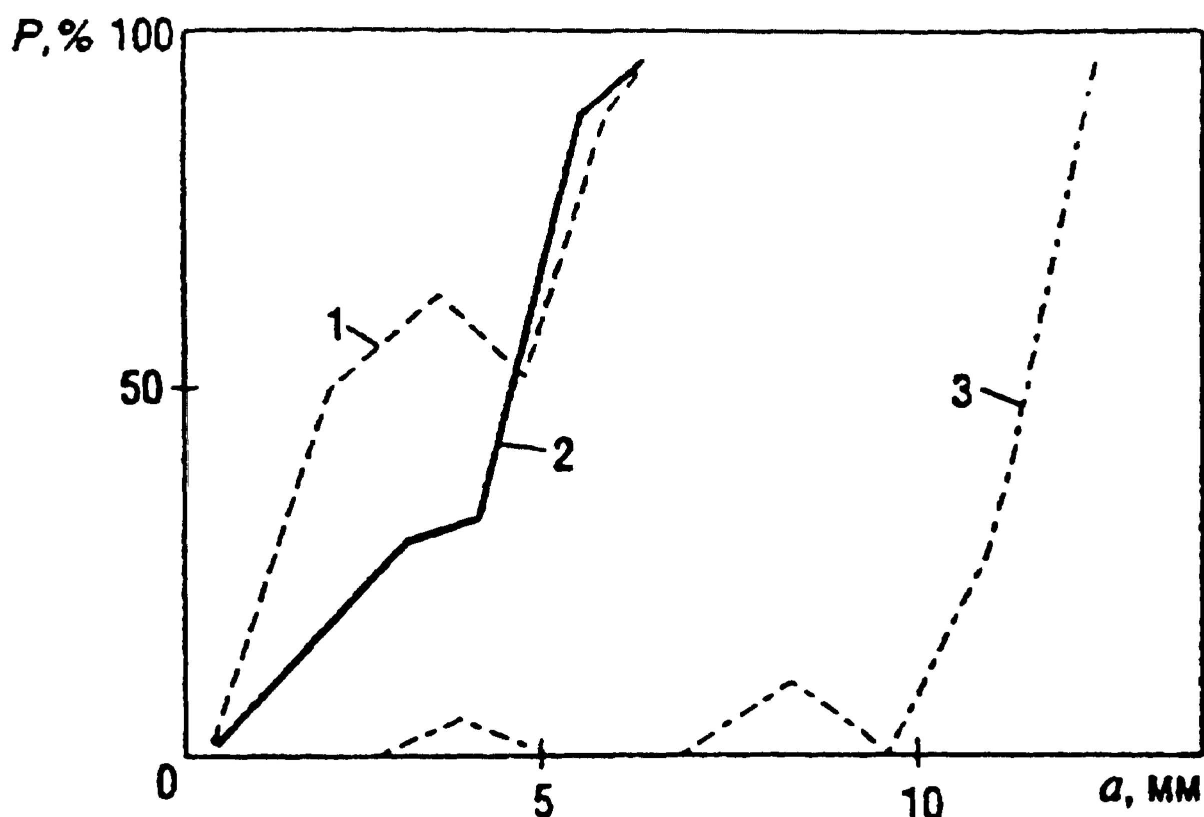


Рис. 78. Сравнение выявляемости несплошности тремя методами неразрушающего контроля:

1 — ультразвуковой; *2* — цветной капиллярный; *3* — радиографический

В работе [53] сравнивали УЗ, РГ и МГ методы контроля (рис.79). При этом лучшую выявляемость показал УЗК, худшую — МГК. Результаты были получены в тресте «Сургуттрубопроводстрой» при контроле сварных соединений магистральных трубопроводов диаметром 820—1020 мм. Превышение результатов УЗК по сравнению с РГ подтверждено в работе [40] (рис. 80).

В табл. 18 приведены результаты исследования по оценке сравнительной информативности различных методов контроля сварных соединений трубопроводов диаметром 50—500 мм с толщиной стенки 3—10 мм. После контроля (свыше 1000 стыков) проводилось послойное протачивание металла швов с измерением всех дефектов [61]. Из табл. 18 следует, что радиография обеспечивает большую достоверность для объемных дефектов (до 90%), а ультразвуковой метод — для плоских дефектов с малым раскрытием (до 90%).

Более высокая выявляемость дефектов при УЗК (по сравнению с РГ) была зафиксирована также в работах по программе PISC-III, хотя РГ применяли только в единичных случаях. Результаты (см. рис. 59 и 64), свидетельствуют, что УЗК несколько лучше РГ в том случае, если применять автоматизированный УЗК (установка «Технатом», см. рис. 59, и установка TRC, см. рис. 64). Ручной УЗК показал худшие результаты по сравнению

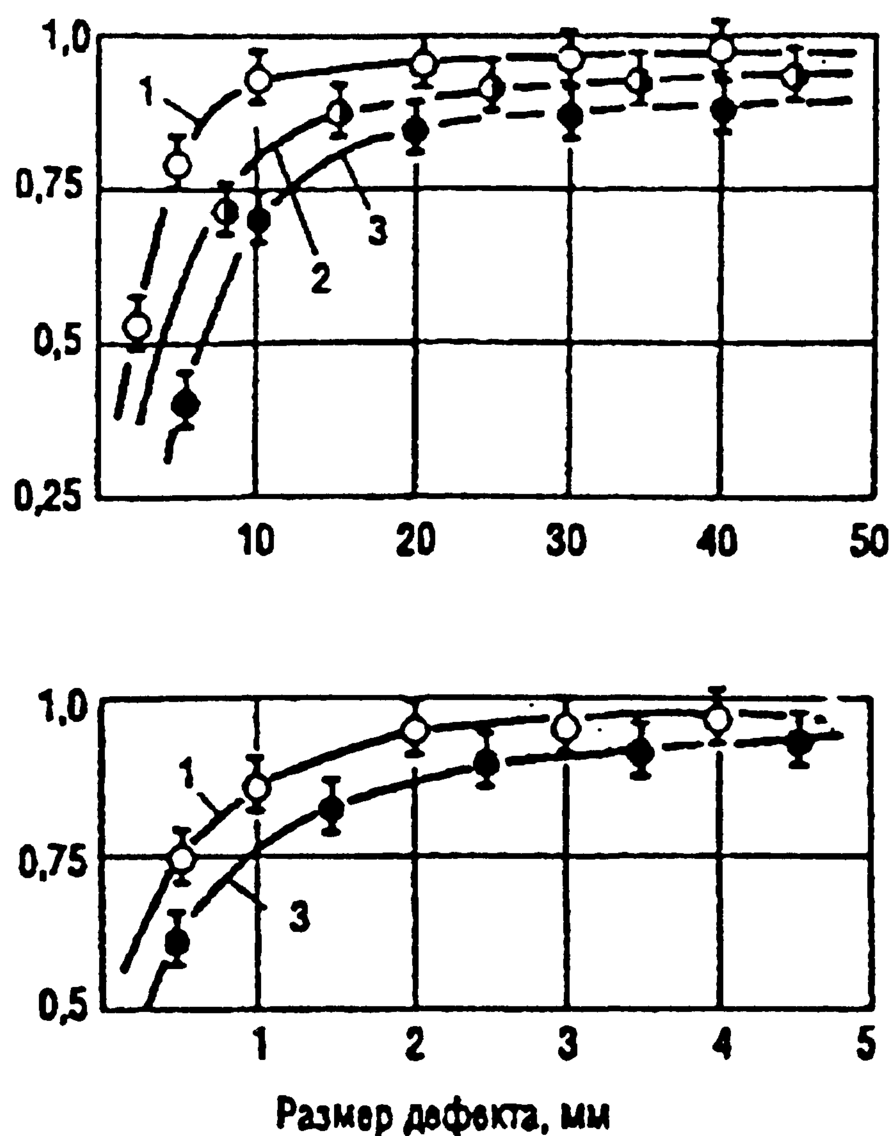


Рис. 79. Выявляемость непроваров и трещин (*а*), пор и шлаковых включений (*б*) различными методами:

1 — ультразвуковой; *2* — радиографический; *3* — магнитнографический

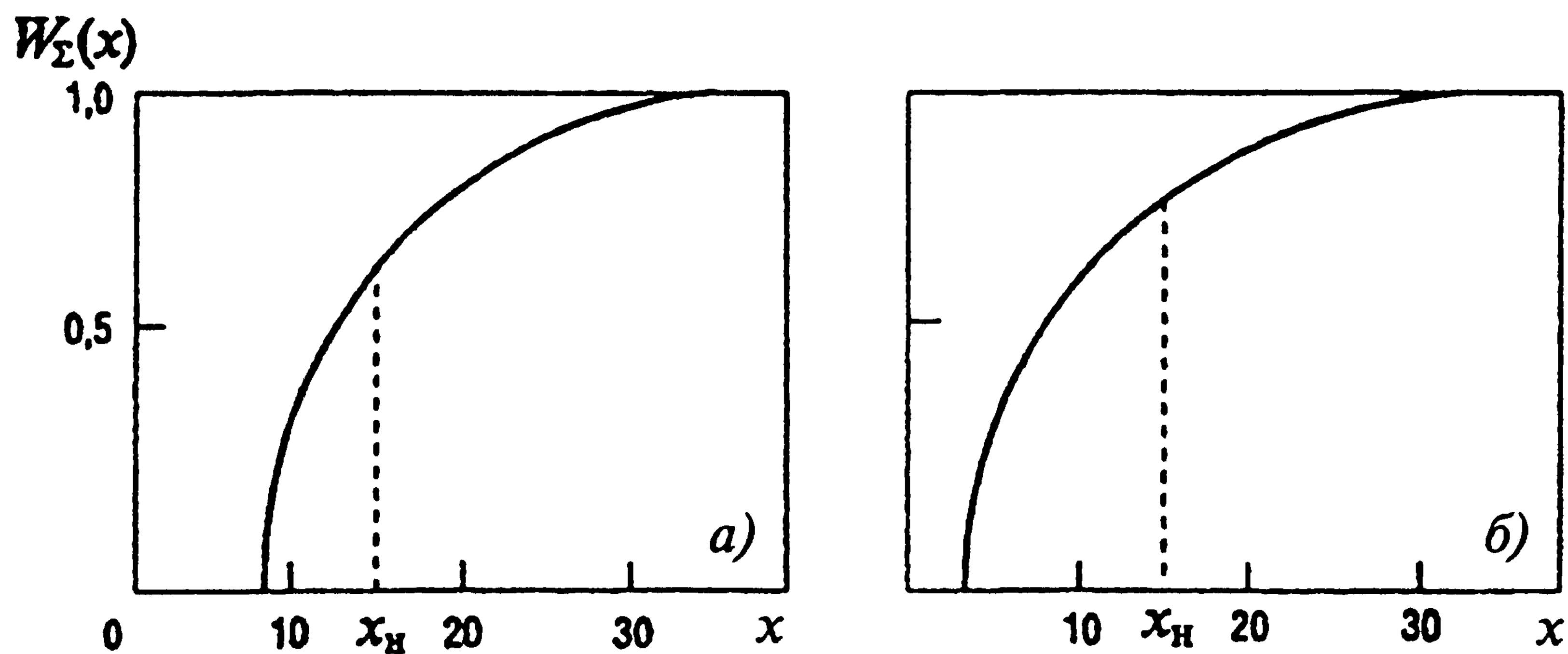


Рис. 80. Суммарная выявляемость $W_\Sigma(x)$ дефектов разной площади в сварных швах стыковых соединений толщиной 40 мм различными методами:

а — УЗК, $W_\Sigma(x) = 1 - \exp[-0{,}17(x - 9)]$; *б* — γ-контроль, $W_\Sigma(x) = 1 - \exp[-0{,}12(x - 6)]$

Таблица 18. **Информативность методов и достоверность выявляемости дефектов сварных соединений трубопроводов**

Метод контроля	Информативность				Достоверность выявляемости в сравнении со вскрытием, %	
	Различаемость дефектов по видам и типам	Минимально выявляемые размеры внутренних дефектов, мм				
		Высота 2*b*	Длина *L*	Ширина *m*	Объемные дефекты, (поры, шлаки	Плосткостные дефекты, (трещины, узкие непровары и др.
РГ	Хорошая	0,1—0,2	0,1—0,2	0,1—0,2	85—90	65—75
ГГ	Удовлетворительная	0,2—0,3	0,2—0,5	0,3—0,5	75—85	60—70
УЗК	Хорошая для толщины 40 мм	0,8	0,5	10^{-5}	65—70	85—90
ЭРГ*	Удовлетворительная	0,3—0,4	0,5—1	0,5—1	75—80	55—65
МГК*	Не различает	2—3	5—10	2—3	30—40	45—55

* ЭРГ и МГК для стыков трубопроводов диаметром 57—108 мм, толщиной 3,5—4,5 мм

с результатами, полученными автоматизированными УЗК, а также РГК.

Оценки выявляемости дефектов типа горячих трещин методом цветной дефектоскопии показали низкую выявляемость дефектов при использовании этого метода контроля (см. разд. 3.1.9).

Из приведенных выше результатов видно, что выявляемость существенно зависит от типа несплошности и ее размеров. Так, для несплошности плоского типа важна ее ориентация по отношению к ультразвуковым волнам и направлению просвечивания. На рис. 81 показана зависимость эхо-сигнала от угла встречи с дефектом [75].

Большое влияние на выявляемость оказывает объемность дефекта. Особенно плохо выявляются трещины, находящиеся под дей-

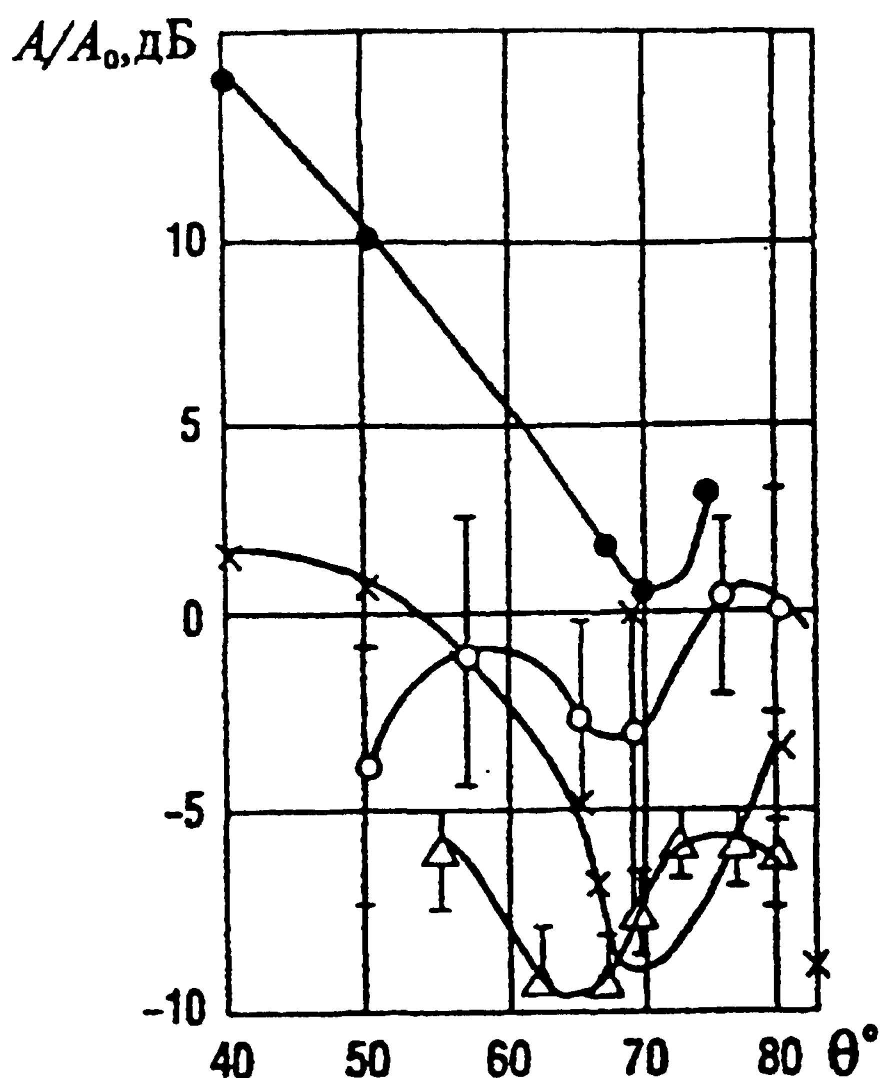


Рис. 81. Зависимость амплитуды эхо-сигнала от угла встречи с дефектом:

● — пропил глубиной 2 мм; × — зарубки 3×2 мм; ○ — трещины глубиной 1–3 мм; Δ — коррозионные язвины, глубина 0,8–2 мм

ствием сжимающих напряжений. В.Г. Щербинским и Н.П. Алешиным [53] показано влияние на правильное определение размера дефекта типа дефекта и метода контроля. На рис. 82 приведена зависимость истинных d_s и эквивалентных $d_э$ размеров реальных дефектов в вертикальной плоскости. Для объемных дефектов $2 < d_s < 8$ мм эта зависимость аппроксимируется выражением $d_э = 2d_s^{0,58}$, что свидетельствует о возможности определения истинных размеров объемных дефектов по тарировочной кривой. Измерение одним ПЭП для плоскостных дефектов дает большую погрешность в оценке их эквивалентной площади. Применение схемы «тандем» (кривая 3) обеспечивает более хорошие результаты.

Зависимость выявляемости дефектов от материала в обобщенном виде (см. рис. 77), полученная по результатам третьего направления работ PISC-III, позволяет утверждать, что выявляемость дефектов уменьшается с увеличением неоднородности микро- и макроструктуры материала и размера зерна. Отрицательно влияет на выявляемость дефектов также конструктивная неоднородность. Увеличение кривизны поверхности детали, усложнение формы сварного шва, формы конструкции приводит к снижению достоверности НК.

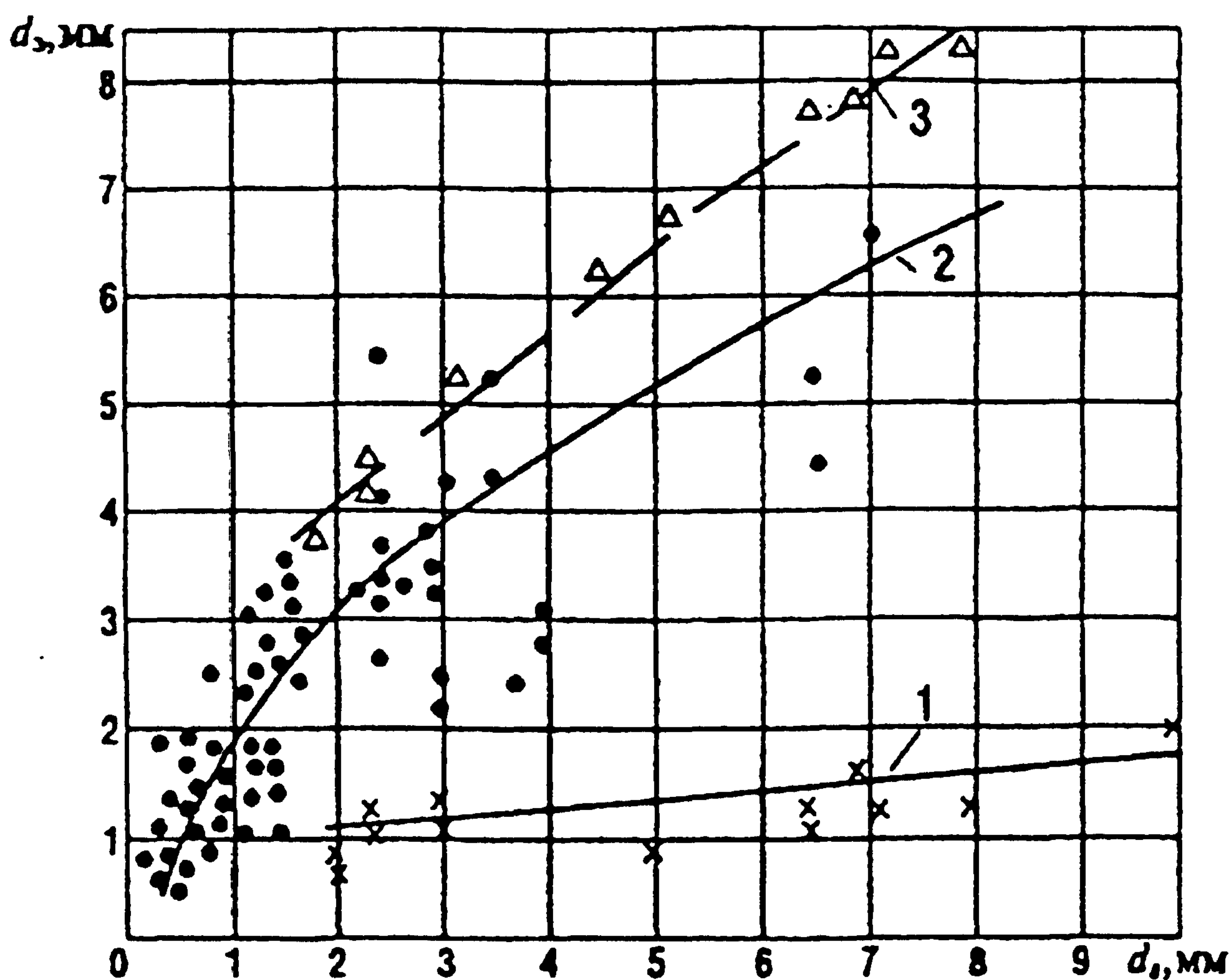


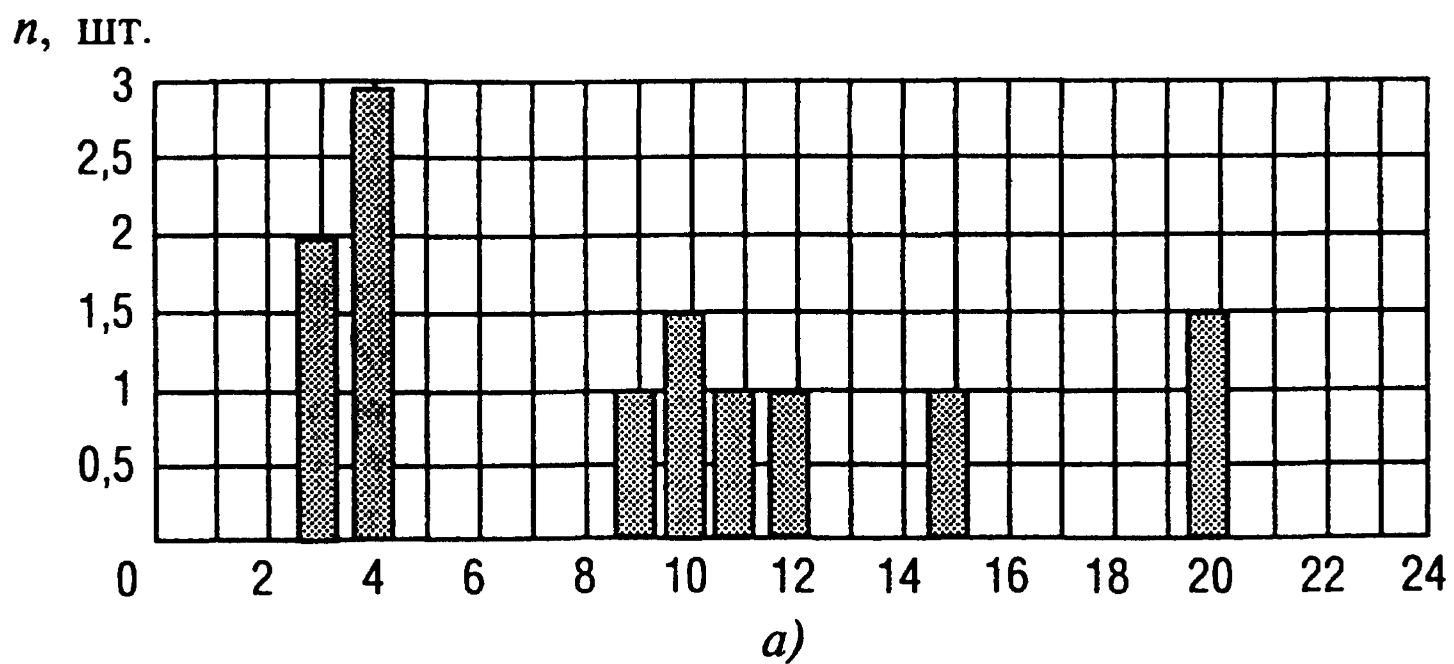
Рис. 82. Корреляционная зависимость между эквивалентным диаметром $d_э$ и его истинным размером в поперечном сечении d_s:

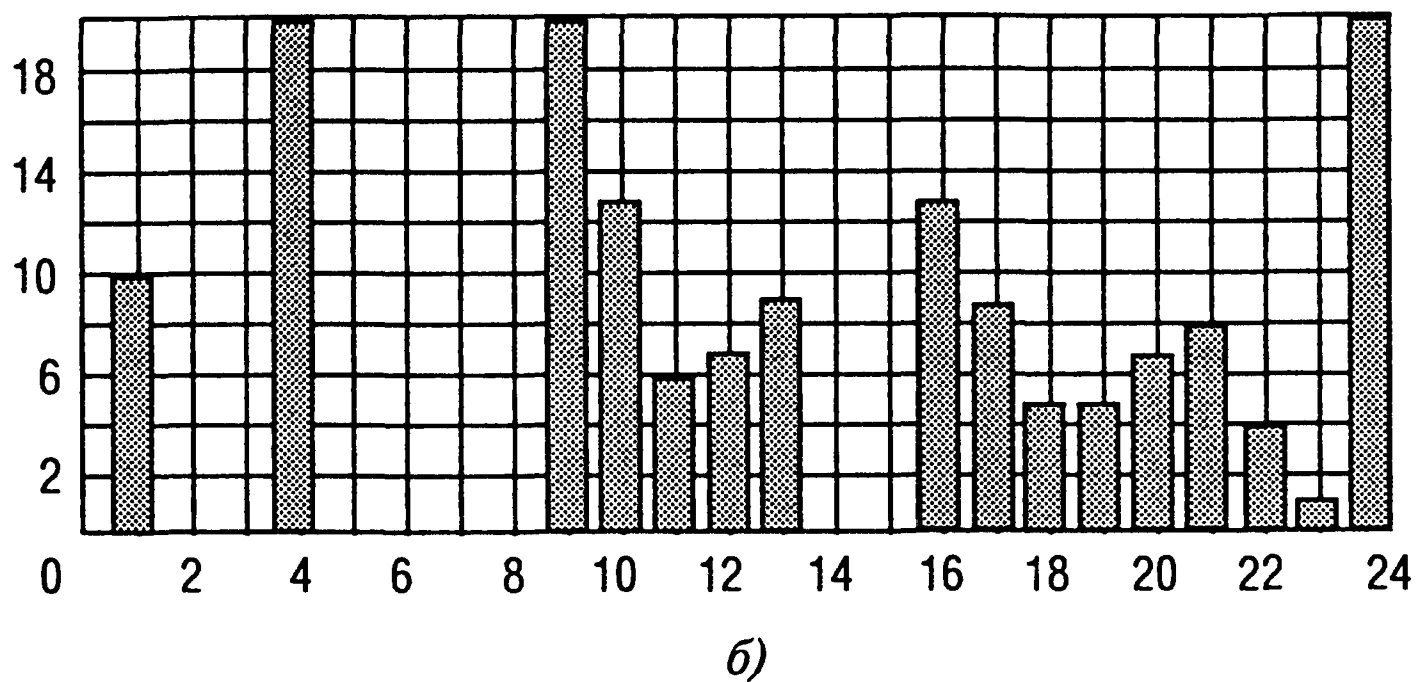
1 — трещины при контроле одним пьезопреобразователем; *2* — объемные дефекты; *3* — трещины при контроле по схеме «тандем»

В табл. 19 приведены обобщенные ориентировочные оценки выявляемости несплошностей в зависимости от применяемого физического метода контроля и типа дефекта.

По-видимому, наиболее сильное влияние на достоверность контроля оказывает человеческий фактор. Исследования, выполненные А.К. Гурвичем, В.Ф. Лукьяновым, Б. Маргитройдом и другими показали, что на результаты контроля существенным образом влияют профессиональные навыки, стаж работы, длительные перерывы в работе, психофизиологические факторы (устойчивость внимания, темперамент и т.п.), социальные факторы, стимулы к труду, условия работы, моральные качества дефектоскописта. Разброс в результатах контроля в лабораторных условиях из-за влияния человеческого фактора достигает десятков процентов. Это хорошо видно из рис. 53, 54, 66, относящихся к области УЗК. При радиографическом контроле также наблюдается существенное различие результатов контроля, полученных несколькими операторами, работавшими в одинаковых условиях (рис. 83 [54]).

В некоторых случаях вследствие недобросовестного отноше-





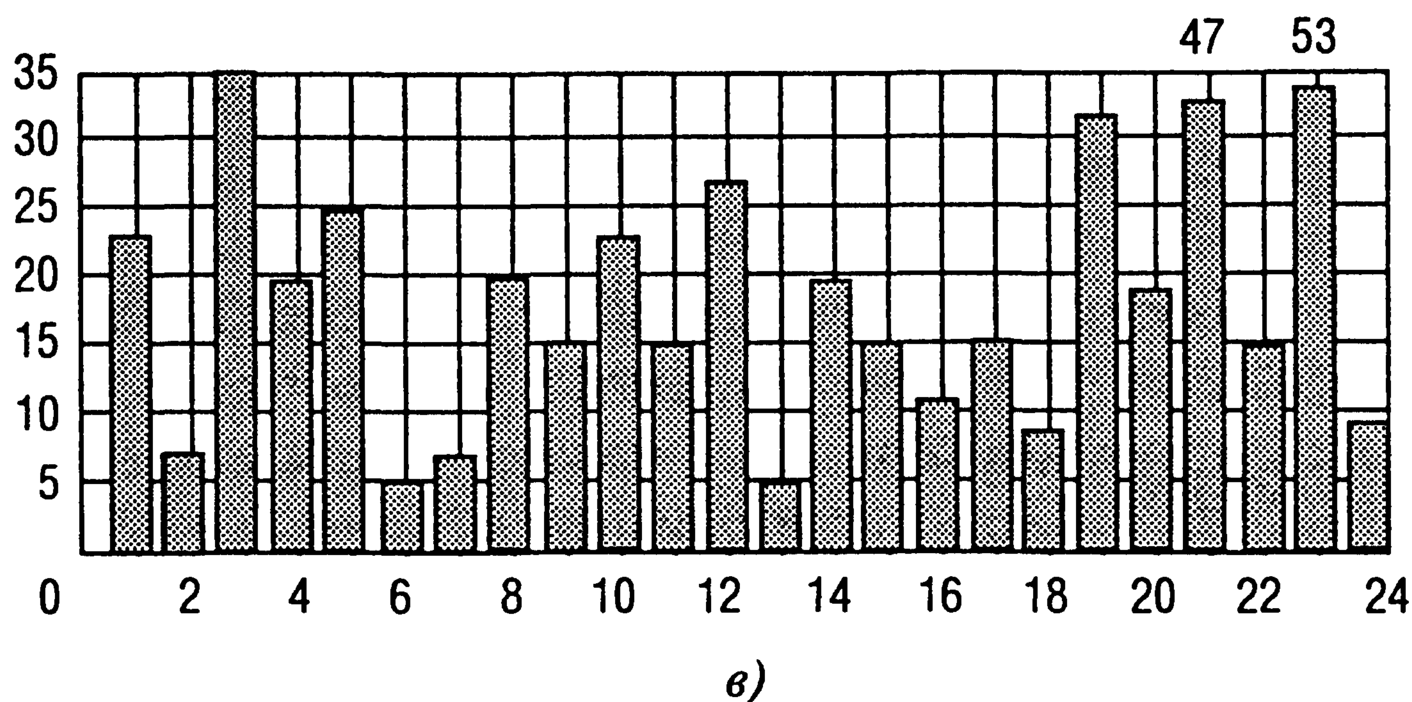


Рис. 83. Результаты дешифровки 26 гаммаграмм 24 рентгенографами со стажем работы от 0,5 до 10 лет в области радиографического контроля:

а — непровары; *б* — поры; *в* — шлаковые включения

ния или отсутствия стимула к труду выявляемость дефектов может снижаться до нуля даже при использовании хорошей техники и методов контроля.

Таблица 19. **Обобщенная ориентировочная оценка выявляемости несплошностей различными физическими методами контроля**

Тип дефекта	УЗК	РГ	МГК	ВТК	ЦД
Трещины усталости под действием сжимающих напряженностей	Плохо	Плохо	Плохо	Плохо	Плохо
Трещины раскрывшиеся	Хорошо	«	«	Удовлетворительно	Удовлетворительно
Плоские несплошности типа непроваров	«	Удовлетворительно	Удовлетворительно	Хорошо	Хорошо
Объемные несплошности	«	Хорошо	Хорошо	«	Отлично

3.1.7. Математическая аппроксимация выявляемости несплошностей в зависимости от их размеров

В.Н. Волченко [40] со ссылкой на экспериментальные данные В.Г. Лупачева приводит следующее уравнение для кривой выявляемости дефектов

$$W = 1 - \exp \lambda(x - x_0), \tag{31}$$

где x_0 — граничный наименьший размер выявляемого дефекта, зависящий от чувствительности метода контроля; λ — постоянная.

А. Циммер, аспирантка из ГДР, выполнявшая кандидатскую диссертацию в МЭИ в 1982 г., использовала уравнение такого же типа, но для вероятности пропуска дефекта P

$$P = \varepsilon + (1 - \varepsilon) \exp(-\gamma a), \tag{32}$$

где ε и γ — постоянные.

Смысл постоянной ε в том, что предполагается, что при любом качестве контроля всегда имеется вероятность ε пропуска дефекта по вине оператора. По данным работы [55], значение $\varepsilon =$ $= 0{,}005$ установлено на основе опроса большого числа экспертов-дефектоскопистов.

В работах [2 и др.] для описания вероятности обнаружения дефекта использовали уравнение

$$W = (1-\varepsilon) - (1-\varepsilon)\exp\left[-\alpha\left(a - a_0\right)\right] \text{ при } a > a_0, \tag{33}$$

$$W \equiv 0, \text{ при } a < a_0,$$

где ε — постоянная, характеризующая принципиальные ограниченные возможности данного метода контроля; α — постоянная, характеризующая выявляемость дефектов в зависимости от их размеров: a_0 — постоянная, связанная с чувствительностью метода контроля.

С учетом конечных размеров стенок сосудов и трубопроводов давления, соизмеримых с размерами дефектов, постоянную ε можно опустить, при этом влияние человеческого фактора или приборно-методических недостатков будет учтено коэффициентом α. В этом случае уравнение (33) трансформируется в уравнение (31).

Для учета влияния на выявляемость двух линейных размеров дефекта: глубины в направлении поверхности a и протяженности c, в работе [107] использовали уравнение

$$W = 1 - \exp\left[-L\left(a - a_0\right)/a/c\right]. \tag{34}$$

Уравнение (34) справедливо в области $a \geq a_0/c \geq a$.

Постоянные ε, α и a_0 назовем постоянными выявляемости дефектов при контроле. Каждая из них характеризует соответственно предельную выявляемость контроля ε, выявляемость в зависимости от размера дефекта α (в дальнейшем коэффициент выявляемости) и чувствительность метода контроля a_0.

3.1.8. Остаточная дефектность — важнейшая характеристика материала конструкции. Количественная оценка

Если известна функция исходной дефектности $N_{исх}(a, c)$, функция распределения выявляемых в результате контроля дефектов $N_{обн}(a, c)$, тогда остаточная дефектность $N_{ост}$

$$N_{ост}\left(a, c\right) = N_{исх}\left(a, c\right) - N_{обн}\left(a, c\right). \tag{35}$$

Число обнаруженных дефектов зависит от исходной дефектности $N_{исх}(a, c)$ и от достоверности контроля, которую можно характеризовать функцией вероятности обнаружения дефектов $W(a, c)$

$$N_{обн}(a, c) = N_{исх}(a, c)\,W(a, c). \qquad (36)$$

Подставив в уравнение (35) последнее выражение, получим

$$N_{ост}(a, c) = N_{исх}(a, c) - N_{исх}(a, c)W(a, c) \qquad (37)$$

или

$$N_{ост}(a, c) = N_{исх}(a, c)[1 - W(a, c)]. \qquad (38)$$

Уравнение (38) справедливо для области, где $W > 0$. Эта область определяется минимальными значениями несплошностей a_0, c_0, которые можно обнаружить данным методом контроля. В области $(a, c) < (a_0, c_0)$

$$W \equiv 0, \quad N_{ост} \equiv N_{исх}. \qquad (39)$$

В частном случае можно принять для $N_{исх}$ выражение (30), а для W выражение (31), тогда

$$N_{ост}(a) = \frac{A}{a^n}\exp\left[-\alpha(a - a_0)\right]. \qquad (40)$$

При повторном контроле тем же методом число выявляемых дефектов

$$N_{обн}^{II}(a) = N_{ост}^{I}(a) \cdot W(a) \qquad (41)$$

или

$$N_{обн}^{II}(a) = \frac{A}{a^n}\left\{1 - \exp\left[-\alpha(a - a_0)\right]\right\}\exp\left[-\alpha(a - a_0)\right]; \qquad (42)$$

$$N_{ост}^{II}(a) = N_{ост}^{I}(a) - N_{обн}^{II}(a); \qquad (43)$$

$$N_{ост}^{II}(a) = N_{ост}^{I}\left(1 - \exp\left[-\alpha(a - a_0\right]\right). \qquad (44)$$

Обобщая формулу (44) на k-й контроль, можно записать:

$$\left(N_{ост}\right)^k = N_{ост}^{(k-1)}\exp\left[-\alpha(a - a_0\right] \qquad (45)$$

или

$$\left(N_{ост}\right)^k = \frac{A}{a^n}\exp\left[-k\alpha(a - a_0)\right]. \qquad (46)$$

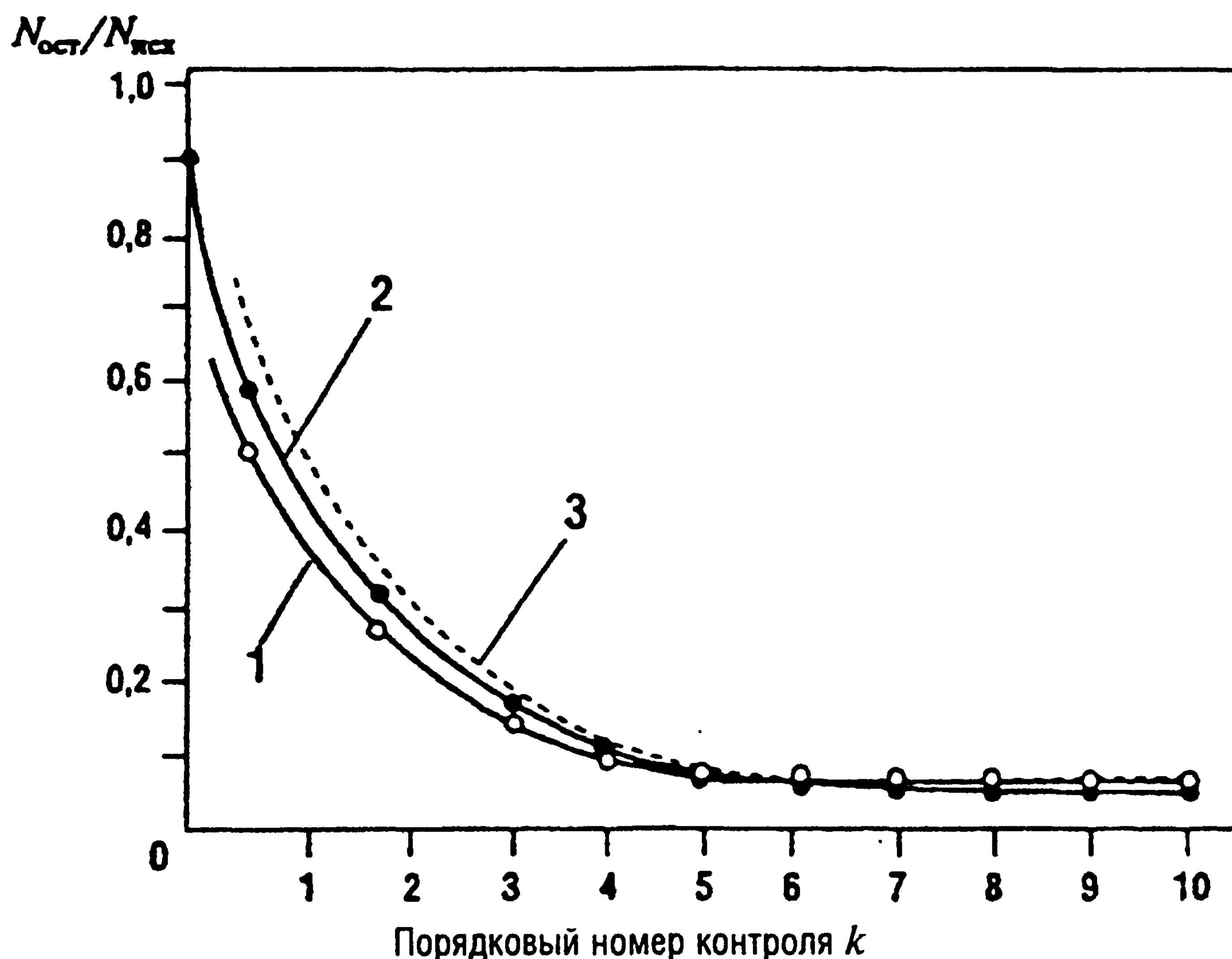


Рис. 84. Остаточная дефектность после k контролей:
$N_{ост}$ — число необнаруженных дефектов по результатам контролей; $N_{исх}$ — общее число дефектов в тест-образце Ду 800; *1* — экспериментальная кривая; *2* — расчетная кривая при $\varepsilon = 0$; *3* — расчетная кривая при $\varepsilon = 0{,}05$

С использованием уравнения (45) была получена расчетная кривая *2* (рис. 84). Кривая *1* на рис. 84 — результат эксперимента, проведенного на тест-образце Ду 800 из стали 22К, изображенном на рис. 52.

Расчетные и экспериментальные кривые удовлетворительно совпадают (см. рис. 84). Наблюдаемое расхождение в ходе кривых для номеров контролей $k > 6$ имеет принципиальный характер. Теоретическая кривая *2* с увеличением числа контролей стремится к 0, в то время как экспериментальная кривая стремится к 0,05. Значение $\varepsilon = 0{,}05$ обусловлено ограниченными возможностями метода контроля. Если при описании выявляемости дефектов использовать уравнение (33), положив в нем $\varepsilon = 0{,}05$, то наблюдается лучшее совпадение расчетной *3* и экспериментальной *1* кривых в области числа контролей $k > 5$ (см. рис. 84). Кривую *3* строили с использованием модифицированного уравнения (33):

$$N_{ост}^{k} = N_{исх}\left(\exp\left[-k\alpha\left(a - a_0\right) + \varepsilon\right]\right). \quad (47)$$

Уравнение (47) справедливо в области

$$a \geq a_0 - \frac{\ln(1-\varepsilon)}{k} \qquad (48)$$

Оценка исходной дефектности, остаточной дефектности и выявляемости дефектов по результатам контроля. Уравнение (36) можно записать в виде

$$N_{\text{обн}}(a) = \frac{A}{a^{-n}}\left\{1 - \exp\left[-\alpha\left(a - a_0\right)\right]\right\} \text{ при } a \geq a_0. \qquad (49)$$

Уравнение (49) позволяет прогнозировать результаты дефектоскопического контроля, если известна функция выявляемости дефектов $W(a)$ и исходной дефектности $N_{\text{исх}}(a)$.

Уравнения $W(a)$ и $N_{\text{исх}}(a)$ могут быть оценены, как показано выше, на основе анализа дефектности на заводе-изготовителе во взаимосвязи с конкретной технологией изготовления и прямыми экспериментальными исследованиями выявляемости дефектов на тест-образцах.

Однако в большинстве практических случаях уравнения $N_{\text{исх}}(a)$ и $W(a)$ неизвестны. Уравнение (49) позволяет решать обратную задачу: по известной левой части уравнения (49) определять правую, т.е. определять исходную дефектность $N_{\text{исх}}$ и выявляемость дефектов W.

Действительно, результаты дефектоскопического контроля позволяют вычислить функцию $N_{\text{обн}}(a)$. Эта функция может быть определена как огибающая гистограммы результатов контроля (рис. 85). Задача определения функций W и $N_{\text{исх}}$ сводится к определению неизвестных постоянных A, n и α. Постоянную a_0 легко найти по результатам контроля.

Коэффициенты A, n и α можно определить из условия максимального приближения расчетной кривой к экспериментальной.

В табл. 20 приведены постоянные A, n, a_0 и α, полученные на основании анализа результатов дефектоскопического контроля на АЭС в период входного контроля и пуско-наладочных работ. Наплавку корпуса реактора контролировали методом цветной дефектоскопии, трубопроводы — УЗК.

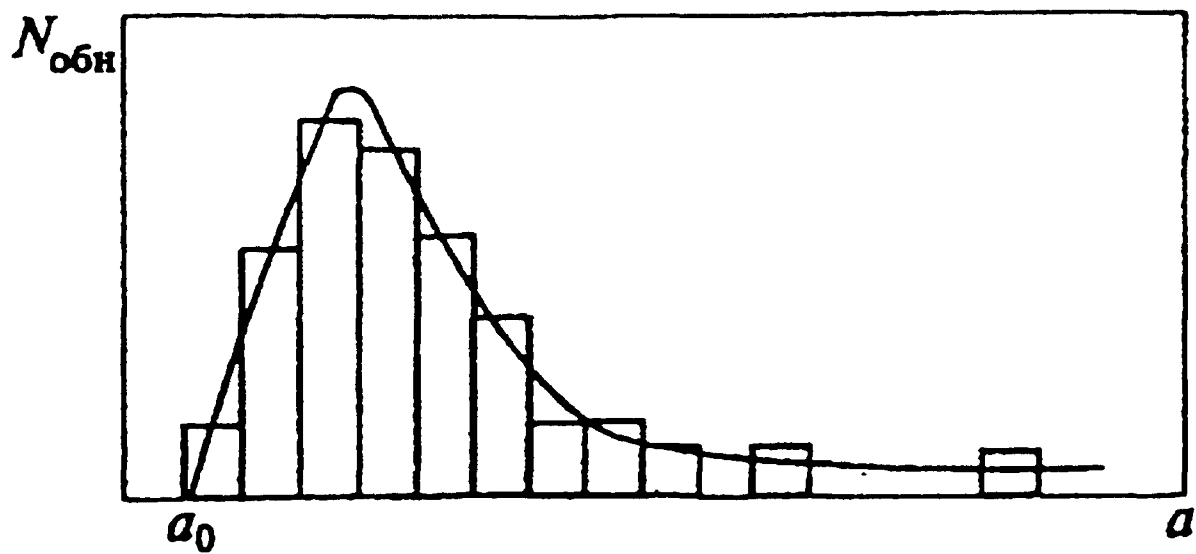


Рис. 85. Построение кривой $N_{обн}$ по результатам дефектоскопического контроля

Таблица 20. **Характеристики исходной дефектности оборудования и методов контроля по выявляемости дефектов**

Оборудование	Исходная дефектность		Методы контроля	
	A, мм^n	n	a_0, мм	α, мм$^{-1}$
Наплавка корпуса реактора ВВЭР-1000	1482	2,17	1	0,034
Основной металл и сварные швы ГЦТ ВВЭР-1000	241,7	1,58	2	0,114

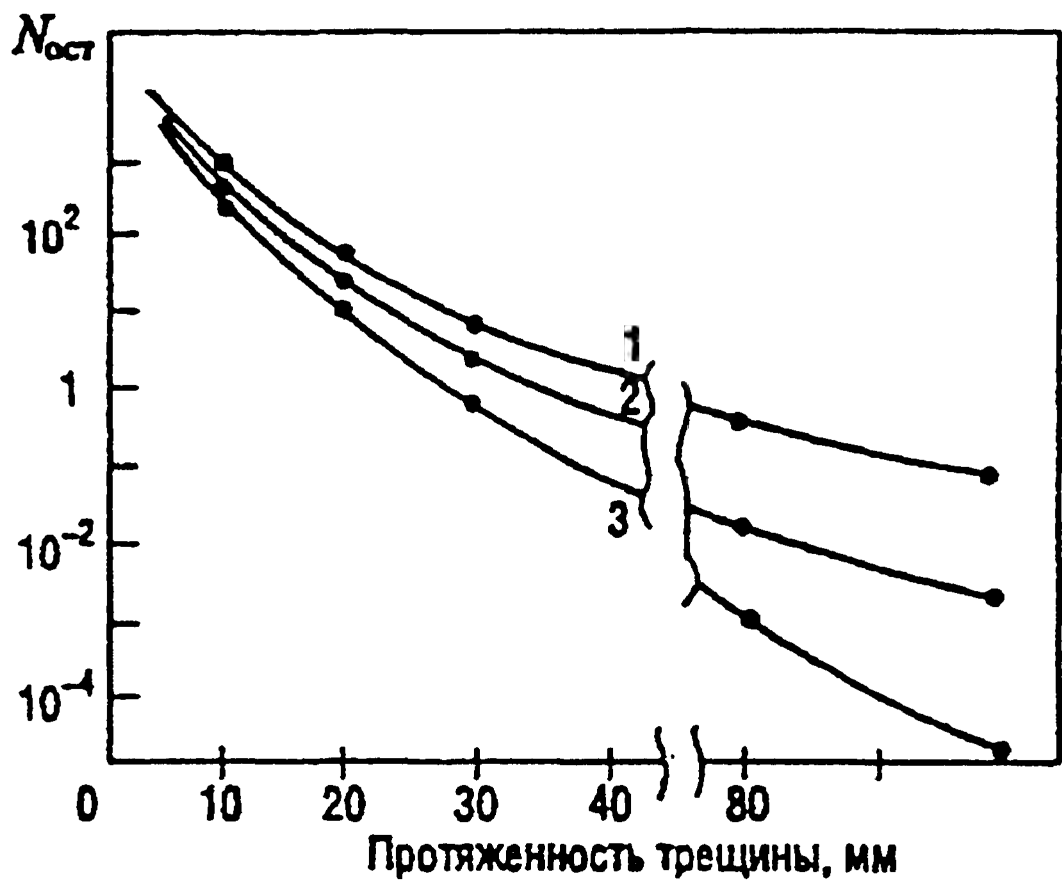


Рис. 86. Число оставшихся трещин в наплавке сосуда давления:
1 — перед контролем; *2* — после 1-го контроля; *3* — после 2-го контроля

На рис. 86 показаны результаты анализа исходной и остаточной дефектности в наплавке корпуса реактора. Кривая *1* характеризует исходную дефектность наплавки после заводского контроля и перед началом контроля на АЭС. Кривые *2* и *3* характеризуют остаточную дефектность после двух контролей на АЭС.

3.1.9. О возможности предсказания результатов повторного контроля

Обобщая уравнение (49) на случай k-го контроля, можно получить уравнение [2, 23, 108 и др.]:

$$\left(N_{\text{обн}}\right)^k = Aa^{-n}\exp\left[-\alpha(k-1)(a-a_0)\right]\left\{1-\exp\left[-\alpha(a-a_0)\right]\right\}. \quad (50)$$

Определив постоянные A, n, α и a_0 по результатам первого контроля, как описано выше, можно предсказать результаты последующих контролей.

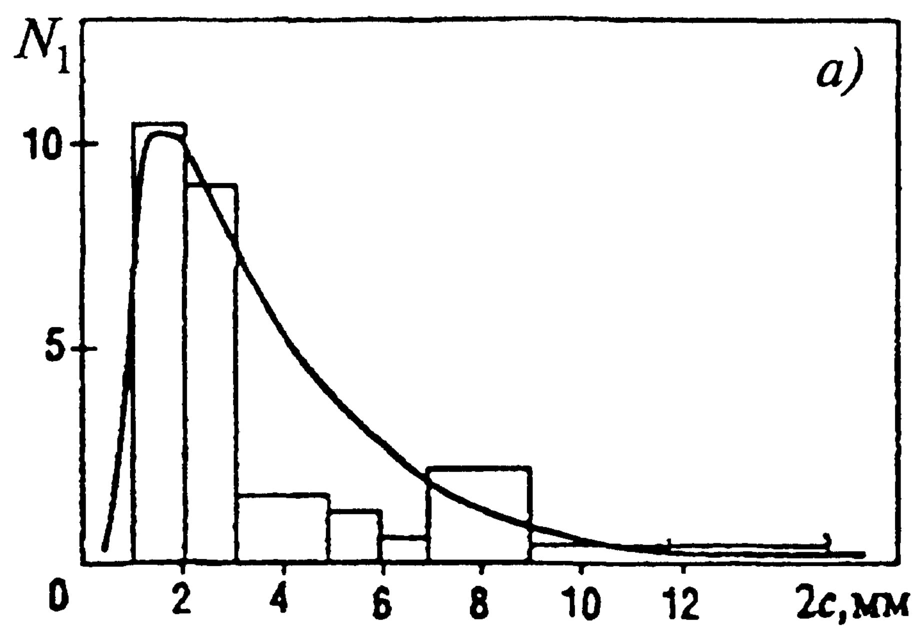
Сравнение результатов повторных контролей наплавки корпуса реактора в период пуско-наладочных работ методом цветной дефектоскопии с результатами прогноза приведено на рис. 87. На рис. 87,*а* представлена функция $N_{\text{обн}}$ для наплавки одного из корпусов реактора ВВЭР-1000, построенная по результатам входного контроля. Из условия максимального приближения функции (49) к экспериментальным данным определили значения параметров

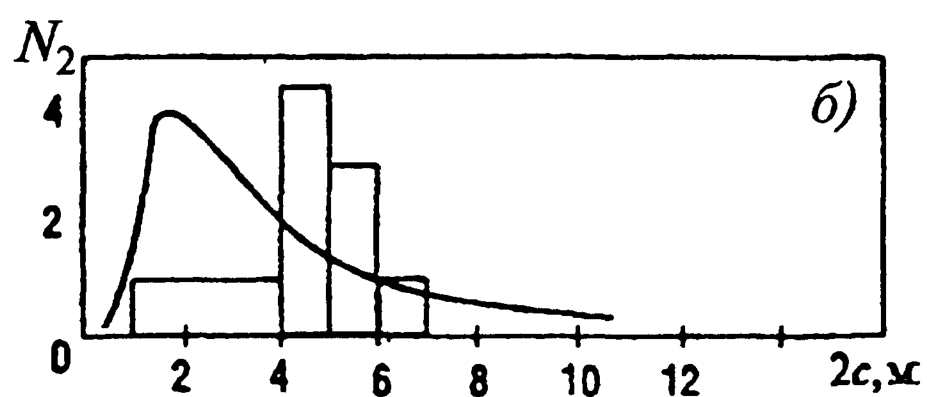
$$A = 1482 \text{ мм}^n;\ n = 2{,}17;\ a = 0{,}034 \text{ мм}^{-1}.$$

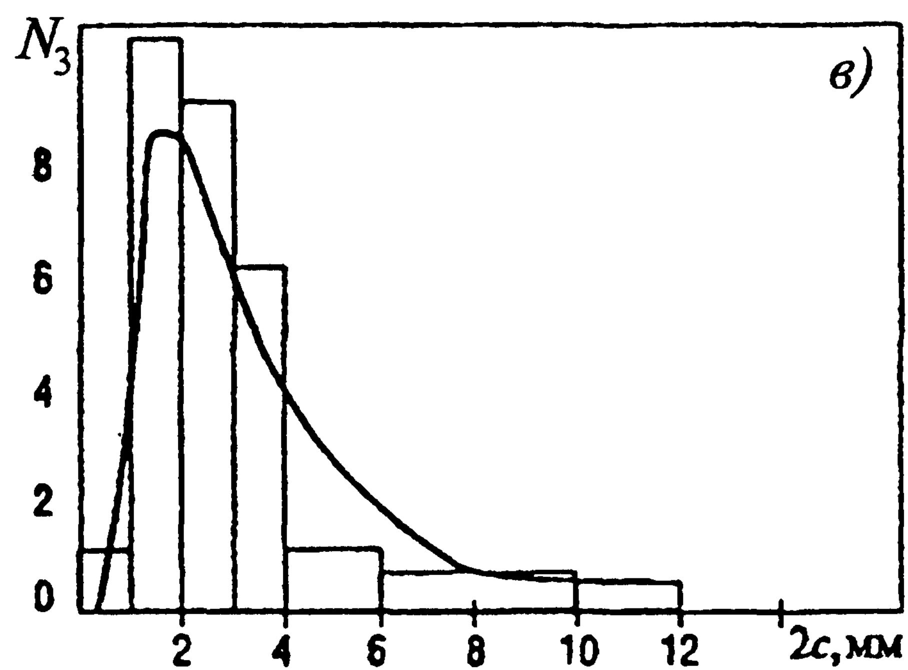
На рис. 87,*б* нанесены расчетная по уравнению (50) кривая при $k = 1$ и экспериментальная гистограмма, полученная при 2-м контроле наплавки корпуса. Соответствующие построения проведены также для 3-го (см рис. 87,*в*) и 4-го (см. рис. 87,*г*) контролей. При расчетах учитывали, что обнаруженные дефекты ремонтировали и что площадь контроля от контроля к контролю изменялась.

Представляет интерес сравнить расчетное количество обнаруженных трещин $N_{\text{сум}}^{\text{расч}}$ с экспериментальными $N_{\text{сум}}^{\text{экс}}$. Для 2-го контроля эти значения равны соответственное 13,5 и 12; для 3-го контроля — 33 и 34; для 4-го — 6, 8 и 5.

Таким образом, предложенная методика расчета дает удовле-







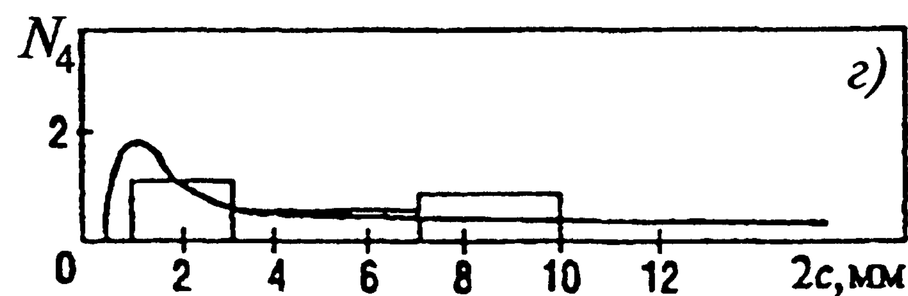


Рис. 87. Экспериментальные гистограммы и расчетные кривые выявляемости дефектов:
а — 1-й контроль; *б* — 2-й контроль; *в* — 3-й контроль; *г* — 4-й контроль

творительное совпадение расчетных кривых с экспериментальными гистограммами. По существу, процедура предсказания результатов последующих контролей содержится в алгоритме оценки остаточной дефектности (см. рис. 84), которая также хорошо подтверждается экспериментами на тест-образце.

3.1.10. Достоверная и вероятностная части остаточной дефектности

Выше уже отмечалось, что в общем случае с увеличением размеров дефектов их число в конструкции уменьшается. Очевидно, есть области размеров, где число дефектов достоверно равно 1, больше 1 или значительно больше 1. Очевидно также, что есть области размеров, где дефект может быть или может не быть. Область размеров, где дефект (или несплошность) присутствует в конструкции достоверно в количестве, равном или больше 1, можно назвать достоверной частью остаточной дефектности. Область размеров, где дефект (или несплошность) может быть или не быть, можно назвать вероятностной частью остаточной дефектности. Границу между этими областями размеров составляют дефекты (несплошности) с размерами ($a_д$; $c_д$).

С точки зрения прочности, надежности и остаточного ресурса особый интерес представляет вероятностная часть остаточной дефектности, т.е. несплошности с размерами (a; c) > ($a_д$; $c_д$).

Ниже рассмотрена одна из методик определения количественных характеристик вероятностной части остаточной дефектности и примеры их определения для некоторых элементов конструкций реакторов АЭС. Введем функцию интегральной плотности распределения вероятностей существования несплошностей с размерами (a; c)

$$P_{a,c}\left[(a,c) \geq \left(a^1, c^1\right)\right] = \frac{\int\limits_{\left(a^1,c^1\right)}^{(a,c)_{\max}} \int N_{\text{исх}}(a,c)\,da\,dc}{\int\limits_{(a_д,c_д)}^{(a,c)_{\max}} \int N_{\text{исх}}(a,c)\,da\,dc}, \quad (51)$$

где $N_{исх}(a,c)$ — функция дефектности, если контроль не проводился, или функция остаточной дефектности, если контроль уже проведен; $(a, c)_{max}$ — предельно возможные размеры дефектов в конструкции; a — размер дефекта в направлении толщины стенки сосуда давления, $a_{max} = S$, где S — толщина стенки. Для c в качестве максимального значения c_{max} может быть принято такое, при котором вероятность существования дефекта $c = c_{max}$ равна 0. Для окружного дефекта c_{max} может быть равным длине периметра трубы или цилиндрической части сосуда давления.

Знаменатель в выражении (51) имеет смысл нормировочного коэффициента. Естественно предположить, что интеграл в знаменателе равен 1, а граничные значения ($a_д$; $c_д$) следует искать из условия:

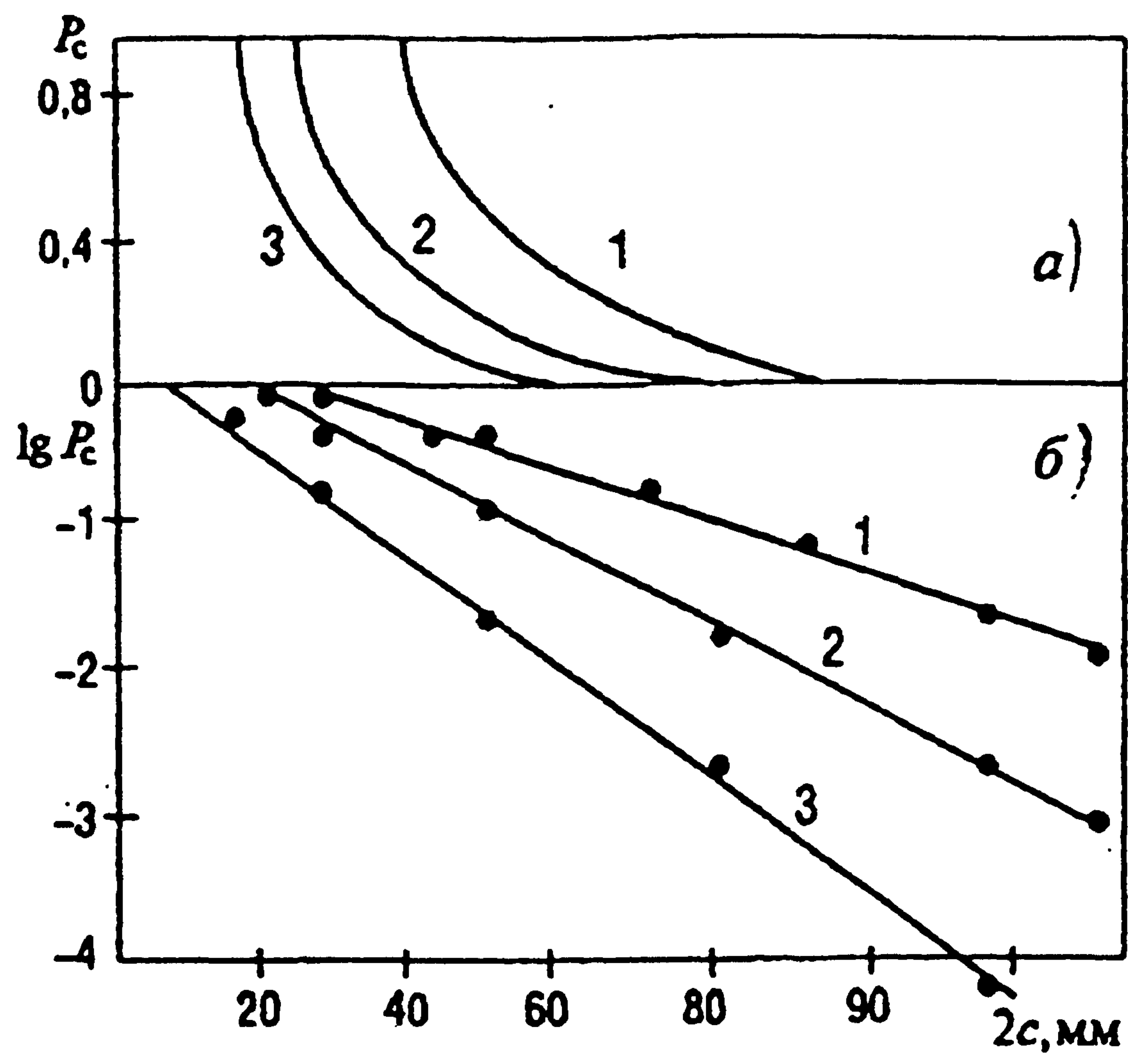
$$\int_{(a_д, c_д)}^{(a,c)_{max}} \int N_{исх}(a,c)\, da\, dc = 1. \qquad (52)$$

Результаты вычисления функции P_c для наплавки корпуса реактора и P_a для главных циркуляционных трубопроводов Ду 850 реактора ВВЭР-1000 по данным входного контроля и контроля в период пуско-наладки можно видеть на рис. 88,*а* и 88,*б* соответственно. Функция P_a для сварных швов основного металла корпуса реактора типа ВВЭР-440 (рис. 89) была определена с использованием результатов входного и эксплуатационного контролей реакторов НВАЭС, а также данных о дефектности корпусов КолАЭС. К анализу принимали максимальный размер дефекта без различия направления.

При вычислении функций P_a и P_c для $N_{исх}$ использовали уравнения $N_{исх}(a) = Aa^{-n}$ или $N_{исх}(c) = Ac^{-n}$ соответственно.

Ход зависимостей на рис. 88 и 89 в полулогарифмическом масштабе можно хорошо аппроксимировать прямыми. Это означает, что уравнения P_a, P_c могут быть хорошо описаны уравнениями типа

$$\left.\begin{aligned} P_a\left(a \ge a^1\right) &= \exp\left[-\gamma_a\left(a^1 - a_д\right)\right] \\ P_c\left(c \ge c^1\right) &= \exp\left[-\gamma_c\left(c^1 - c_д\right)\right]. \end{aligned}\right\} \qquad (53)$$



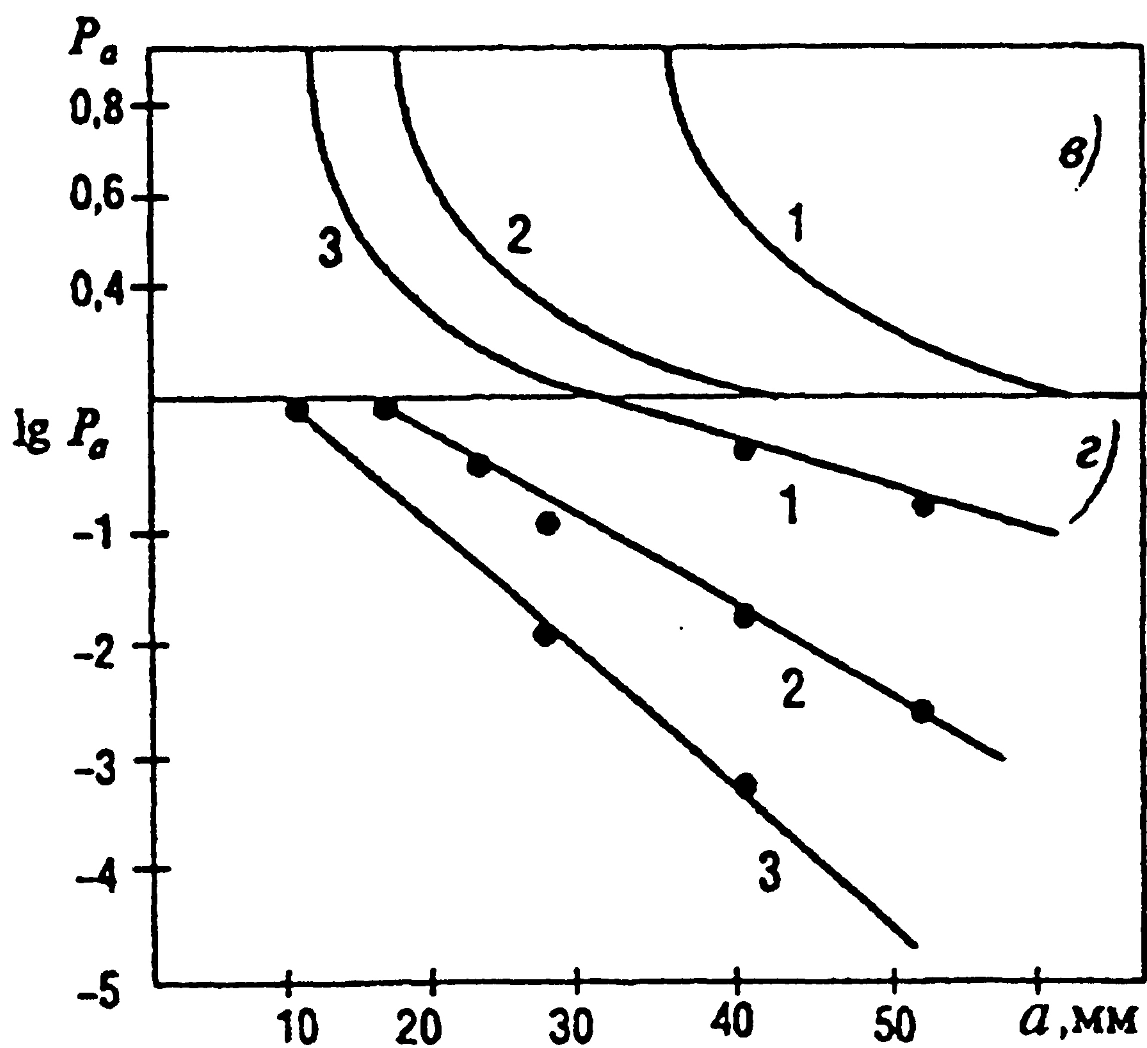


Рис. 88. Функция вероятности существования дефектов в наплавке корпуса (*а*, *б*) и в ГЦТ Ду 850 реактора ВВЭР-1000 (*в*, *г*):

1 — исходное состояние; *2* — после входного контроля; *3* — после 1-, 2-, 3-го для (*а*, *б*) и 1-го (для *в*, *г*) контроля

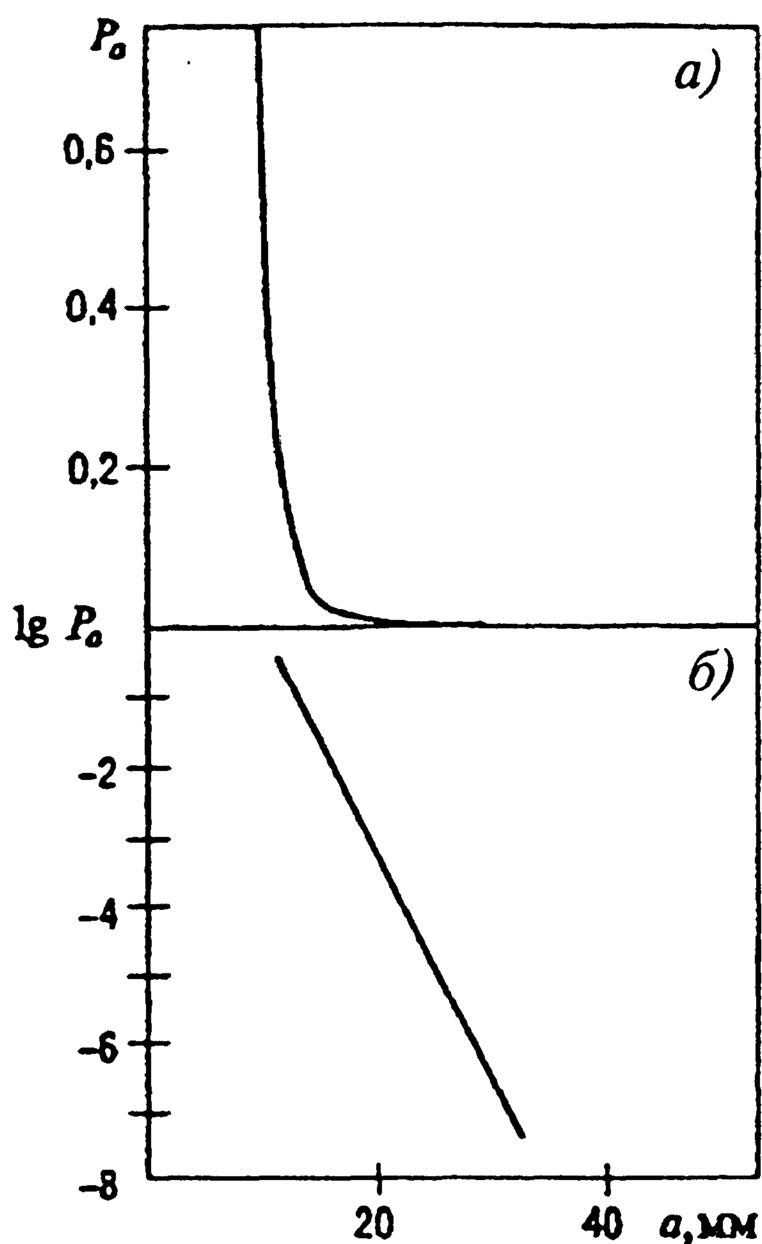


Рис. 89. Вероятность нахождения в сварных швах и основном металле КР типа ВВЭР-440 дефектов глубиной $\geq a$, в линейном (*а*) и логарифмическом (*б*) масштабе

Для простоты эти уравнения в дальнейшем будут записываться в виде:

$$\left.\begin{aligned} P_a &= \exp\left[-\gamma_a\left(a - a_{\text{д}}\right)\right]; \\ P_c &= \exp\left[-\gamma_c\left(c - c_{\text{д}}\right)\right]. \end{aligned}\right\} \qquad (54)$$

Постоянные γ_a и γ_c характеризуют скорость уменьшения вероятности существования несплошностей с ростом их размеров; назовем эти постоянные вероятностным коэффициентом остаточной дефектности. Величины $a_{\text{д}}$ и $c_{\text{д}}$ характеризуют пороговые значения размеров несплошностей, ниже которых несплошности существуют достоверно, и их можно назвать пороговыми значениями достоверно существующих несплошностей (дефектов).

Количественные оценки вероятностной части остаточной дефектности (см. рис. 88, 89) были сделаны в 1982—1983 гг. Все значения $a_{\text{д}}$, $c_{\text{д}}$, приведенные на этих рисунках, лежат в области недопустимых размеров несплошностей, если проводить оценку по ПК1514, разработанных для оценки качества на стадии изготовления и действующих для стадии эксплуатации.

Таблица 21. **Характеристики остаточной дефектности оборудования и достоверности методов контроля**

Оборудование	Исходная дефектность		Метод контроля		Остаточная дефектность	
	A, мм^n	n	a_0 или c_0, мм	α, мм$^{-1}$	$a_д$ или $c_д$, мм	γ, мм$^{-1}$
Наплавка КР ВВЭР-1000	1482	2,17	1	0,034		
Исходное состояние.					28	0,041
После входного контроля.					17	0,061
После 1, 2, 3-го контролей					11	0,088
Основной металл и сварные швы ГЦТ ВВЭР-1000.	241,7	1,58	2	0,114		
Исходное состояние.					29	0,059
После входного контроля.					14	0,150
После 1-го контроля					9,5	0,256
Основной металл и сварные швы КР ВВЭР-440	—	—	—	—	10,9	0,841
Трубопроводы ГЦТ ВВЭР-440 после входного, предэксплуатационного и эксплуатационного контролей	234	1,37	0,5	0,08	6	0,5

В последующем в ходе эксплуатационного контроля указанных выше элементов конструкций выявились несплошности, классифицируемые как дефекты по ПК 1514 и лежащие в области $(a, c) > (a_д, c_д)$. Так, в 1991 г. на II блоке КолАЭС в ходе эксплуатационного контроля корпуса реактора была применена автоматизированная установка УЗК «Реактортест» чехословацкого производства. Выявленные 12 дефектов, недопустимые по ПК 1514, лежали в достоверной части остаточной дефектности корпусов типа ВВЭР-440. В этом можно убедиться, сравнив геометричес-

кие характеристики обнаруженных дефектов, приведенных на рис. 38, со значениями $a_д$ на рис. 89. Выявленные дефекты имели технологическую природу и были пропущены в эксплуатацию из-за недостаточной достоверности заводского и входного контролей. Как будет показано в разд. 5.3.2, эти дефекты не влияют на проектный ресурс и оставлены в эксплуатации без ремонта по результатам анализа прочности и остаточного ресурса.

Случаи, подобные описанному выше для корпуса реактора, имели место также и для главных трубопроводов ВВЭР-1000. Они свидетельствуют о правильности описанных выше методик количественного анализа остаточной дефектности и достоверности неразрушающего контроля.

Количественные характеристики вероятностной части остаточной дефектности наплавки, основного металла корпуса реактора, а также трубопроводов реакторов типа ВВЭР-1000 приведены в табл. 21.

В заключение следует отметить, что приведенные оценки $a_д$ и $c_д$ и сравнения их с допустимыми и критическими размерами несплошностей доказывают, что именно вероятностная часть остаточной дефектности в значительной мере определяет прочность, ресурс и надежность всех рассмотренных выше элементов конструкций и оставшееся время их эксплуатации.

3.2. Методы оценки механических свойств, структуры и химического состава материала конструкций, находящихся в эксплуатации

В процессе ресурсного проектирования используют номинальные значения механических свойств. Более точные сведения об уровне свойств конкретной конструкции содержатся в паспорте на нее. Однако и эти данные из-за внутриплавочного разброса в полной мере не отражают истинный уровень свойств изделия. Вырезки металла из трубопроводов, предписываемые документами [5, 29] (см. гл. 2), повреждают трубопроводы, приводят к врезке в трубопровод новой вставки, образуют вместо одного сварного шва два, выполненные в условиях действующего блока, при радиационном фоне. Вырезка тамплетов металла для механичес-

ких испытаний по ГОСТ из корпусов сосудов давления практически невозможна, а если и возможна, то стоит очень дорого и приводит к дополнительному повреждению и ослаблению конструкции. Применение образцов-свидетелей также не позволяет оценить фактическое состояние свойств металла конструкций в полной мере, так как они изготавливаются из так называемого архивного металла, во время эксплуатации не способны воспринять в полной мере все эксплуатационные нагрузки на металл, и целесообразны в основном для контроля скорости радиационного упрочнения.

В связи с изложенным выше нами была поставлена задача развития и применения на АЭС безобразцовых, неразрушающих методов контроля конструкционных сталей во время эксплуатации АЭС [2, 30—33, 36 и др.].

В 1977 г. в работе [30] впервые на сосуде давления первого контура РУ АЭС был проведен экспериментальный комплексный анализ фактического состояния металла безобразцовыми методами. Исследовали механические свойства (по твердости), микроструктуру (с использованием полистирольных реплик) и химический состав (взятие стружки методом скола). Успешное применение комплексного исследования для элемента контура на НВАЭС, АрмАЭС и БелАЭС (гл. 5, а также [30—32]) позволило нам предложить такой же подход для решения проблемы оценки остаточного ресурса корпусов реакторов ВВЭР-440*. Полученные при этом результаты явились существенным дополнением для полной оценки механического состояния корпусов [36, 39 и др.].

В табл. 22 приведены формулы**, позволяющие проводить пересчет значений твердости в основные механические характеристики. Для приближенной оценки предела выносливости при симметричном цикле на воздухе можно использовать соотноше-

---

* Предложенная нами программа решения проблемы КР ВВЭР-440 была шире и предлагала системную методологию для оценки остаточного ресурса и вскрытия резервов прочности КР. Однако из этой программы были использованы только метод твердости и метод контроля химического состава (подробней см. гл. 5).

** Уравнения получены обобщением опыта применения метода твердости на ТЭС (М.П. Марковец, Н.В. Бугай и др.), а также специальными исследованиями. Ряд корреляционных зависимостей получены Ф.П. Измайловым и В.М. Матюниным (МЭИ) по техническому заданию ВНИИАЭС.

Таблица 22. **Механические свойства сталей в зависимости от твердости**

Марка стали	Механические свойства				Исследованный интервал изменения твердости HB, МПа
	Предел прочности R_m, МПа	Предел текучести $R_{p0,2}$, МПа	Относительное удлинение δ_5, %	Относительное сужение Ψ, %	
Ст 20	0,36HB	0,367HB−235	53,5−0,0161HB	137−0,0525HB	HB>1400
22К	0,36HB	(0,41HB − −167)/1,37 (0,41HB − −167	53,5−0,0161HB	103−0,033HB	1177−1785 981−1128
0Х18Н10Т	0,38HB	0,225HB			HB ≤ 1300
12Х2МФА 15Х2НМФА	$0{,}347HB^{0{,}983}$	0,545HB−470	$\frac{520}{2R_m + R_{p0,2}} \cdot 100$	96−0,175HB	
10ГН2МФА	0,46HB−220	0,38HB−260			HB > 1300

ние $R_1^T = 0{,}4R_m^T$ (для сталей с $R_m^T < 700$ МПа) и $R_{-1}^T = (0{,}54 - 2 \cdot 10^{-4}R_m^T)R_m^T$ (для сталей с 700 МПа $< R_m^T \leq 1200$ МПа) [5].

Недостаток метода твердости в том, что с его помощью оценивается состояние поверхностного слоя металла конструкции, которое по химическому составу и свойствам может существенно отличаться от состояния внутренних слоев.

Для оценки состояния внутренних слоев металла на ТЭС в последние годы широко используют приборы, основанные на контроле физических свойств металла [38].

3.3. Экспериментальные методы исследования остаточного ресурса методами натурной тензо- и термометрии

Прочность (а, следовательно, и ресурс) конструкции определяется в решающей мере уровнем и характером механических напряжений. При заданных геометрии и материале конструкции напряжения зависят от термосилового воздействия на нее.

При статическом термосиловом воздействии на детали простой формы экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния можно не проводить, так как суще-

ствующие расчетные методы обладают достаточной для инженерной практики точностью.

Однако для деталей сложной формы, имеющих концентраторы напряжений, испытывающие динамические силовые и нестационарные температурные воздействия, расчетно-аналитические методы часто дают большую, существенно превышающую 5—10%, погрешность. Кроме того, не всегда точно известны действующие силы и температуры, характер их изменения во времени. Не всегда можно с достаточной точностью определить термогидравлические условия, уровень вибрации и другие особенности работы детали. В этом случае натурная тензо- и термометрия позволяет с высокой точностью определить реально возникающие напряжения и деформации, выявить составляющие напряжений даже от тех видов воздействий, о которых проектировщик мог иметь только самое общее представление.

О месте тензометрического метода определения напряжений и деформаций среди других экспериментальных методов дают представление табл. 23—25 [56]. Очевидно, для сосудов, трубопроводов и других элементов первого контура реакторных установок АЭС наиболее приемлемым является метод тензометрирования с применением электрических тензорезисторов. В некоторых случаях могут быть применены индукционные и струнные тензометры.

Электрические тензорезисторы могут быть приклеиваемыми и привариваемыми (рис. 90). Базу тензорезистора (на которой ведется измерение) выбирают из ряда 0,25; 0,5; 1; 2; 3; 5; 7; 10; 15; 20; 50; 100; 200 мм. Размер базы (а, следовательно, и тензорезистора) выбирают с учетом неоднородности поля напряжений и кривизны поверхности детали.

Приклеиваемые тензорезисторы изготавливают на бумажной или полимерной основе, которая крепится к детали клеем.

Привариваемые тензорезисторы имеют основу из металлической фольги, которую приваривают контактной сваркой к исследуемой детали.

В ядерной энергетике наибольшее распространение получили тензорезисторы типа НМТ 450 на металлической подложке, позволяющие производить измерения при высоких температурах,

Таблица 23. **Основные характеристики экспериментальных методов определения полей деформаций и напряжений**

Характеристика	Хрупкие тензочувствительные покрытия		Оптически чувствительные покрытия	Делительные сетки	Поляризационно-оптический метод*	
	газопламенные	оксидные наклеи-			плоские модели	объемные модели (замораживание)
База измерений, мм	≈0		—	0,2–5	≈0	1
Порог чувствительности (в значении относительной деформации)	$1 \cdot 10^{-4}$		$5 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-6}$	$1 \cdot 10^{-5}$
Диапазон измерения, относительная деформация, %	0,02–0,2		0,01–5	0,2–200	0,001–1	0,01–5
Условия измерений	Лабораторные, стендовые	Лабораторные, стендовые, эксплуатационные		Лабораторные, стендовые	Лабораторные	
Температура детали при измерениях, °С	5–40	±200	−20–150	−20–600	Нормальная	
Способ снятия показаний	Визуальный, фотографирование		Визуальный, фотографирование, цифровая запись	Фотографирование	Визуальный, фотографирование, запись кривых	
Дистанционность измерений	Зависит от способа наблюдения трещин в покрытии		Применяется телерегистрация	Ограничена		
Сложность измерительной аппаратуры	Малая		Не очень сложная			
Возможность автоматизации измерений и обработка данных измерений	Не применяется		Обработка данных измерений на ЭВМ		Автоматизация измерений и обработка данных измерений на ЭВМ	
Длительность подготовки с проведением первого измерения в одной точке (ориентировочно), ч	5	20	20	10	10	30

* Характеристики для моделей из эпоксидного материала.

Таблица 24. **Основные характеристики экспериментальных методов измерения полей перемещений и определения по ним полей деформаций и напряжений***

Характеристика	Метод муара	Методы когерентной оптики**: Голографическая интерферометрия	Спектрофотография	Спектроинтерферометрия
Форма поверхности детали	Квазиплоская	Произвольная	Квазиплоская	
Вид измеряемых перемещений	Статические, динамические		Статические	
Порог чувствительности, мм	0,5	0,3	3	0,3
Измеряемые компоненты перемещений	Тангенциальные, нормальные	Полный вектор и отдельные компоненты	В плоскости поверхности (тангенциальные)	
Погрешности измерений компонентов перемещений, мкм:				
по нормали	0,2	0,02	—	—
тангенциальные	0,5	0,2	0,2	0,1
Диапазон измеряемых перемещений, мкм	$1-1 \cdot 10^5$	0,3—50	3—500	1—50
Условия измерений	Лабораторные, стендовые, эксплуатационные	Лабораторные, стендовые		Лабораторные
Способ снятия показаний	Фотографирование, киносъемка, телерегистрация	Фотографирование		
Дистанционность измерений, м	До 10	До 2***		До 1
Основная измерительная аппаратура	Эталонные, сетки, бездисторсионный объектив, фотокамера	Голографический стол (с нагрузочным стендом)		
Автоматизация измерений и обработка результатов	Денситометрия, цифровая обработка изображений	На отдельных этапах работ — с применением ЭВМ, цифровая обработка изображений		
Длительность обработки экспериментальных данных	Значительная		Малая	Значительная

* По данным О.А. Левина, В.П. Щепинова, В.В. Яковлева.

** При использовании гелий-неонового или аргонового лазера.

*** Может быть увеличена до 10 м при использовании ионного лазера.

Таблица 25. **Основные характеристики методов измерения деформаций по точкам**

Характеристика	Тензометры: механические	Тензометры: оптико-механические	Тензометры: электрические, с тензорезисторами	Тензометры: индуктивные (со средней и большой базой)	Тензометры: струнные	Метод реплик	Рентгеновская тензометрия
Вид измеряемых деформаций	Статические		Статические и динамические			Статические	
База измерений, мм	5—200	2—200	0,3—100	4—200	20—100	1—10	1—5
Наибольшая измеряемая относительная деформация, %	2	0,5	20	50	1	20	0,5
Погрешность измерений (в значении относительной деформации)	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-5}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-4}$
Диапазон частот измеряемых деформаций, Гц	0—2		$0—1 \cdot 10^{-5}$	0—500	0—100	0	
Способ снятия показаний	Визуальный		Визуальный, фотографический, цифропечать кодовая, магнитная		Визуальный, фотографический		
Условия измерений	Лабораторные, стендовые		Лабораторные, стендовые, эксплуатационные		Эксплуатационные	Лабораторные	
Дистанционность измерений	Отсутствует	Ограничена	Значительная		Отсутствует		
Температура измерений	Нормальная, повышенная		Нормальная, высокая, низкая			Нормальная	
Механические воздействия на исследуемую деталь	В отсутствие вибрации		Любые			В отсутствие вибрации	
Длительность подготовки и проведения первого измерения в одной точке, ч	0,1	0,2	1		2	5	
Длительность обработки экспериментальной информации, ч (или возможность автоматизации)	0,5—12		Возможна автоматизация обработки в процессе эксперимента		В зависимости от задачи и средств обработки		

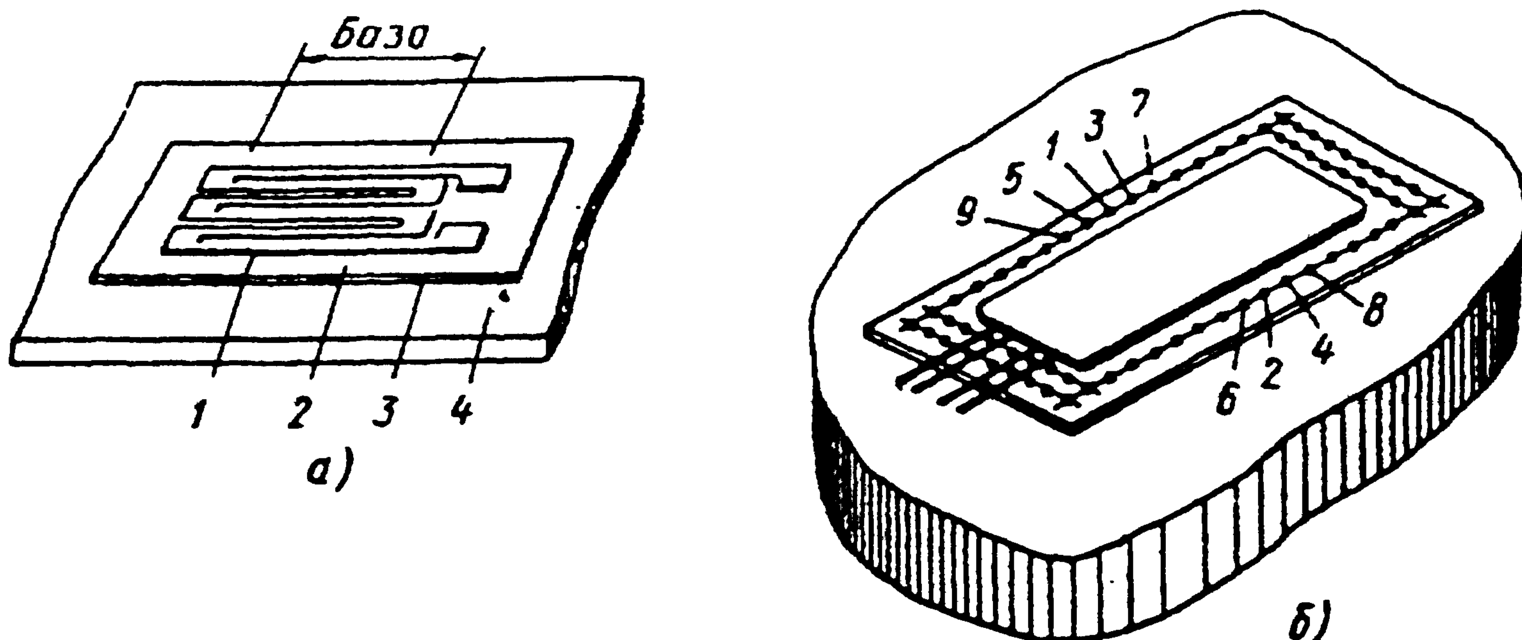


Рис. 90. Разновидности тензорезисторов:
а — приклеиваемый фольговый тензорезистор: *1* — чувствительный элемент; *2* — подложка; *3* — связующее; *4* — испытуемый объект; *б* — привариваемый проволочный тензорезистор: *1—9* — порядок приварки тензорезистора к детали

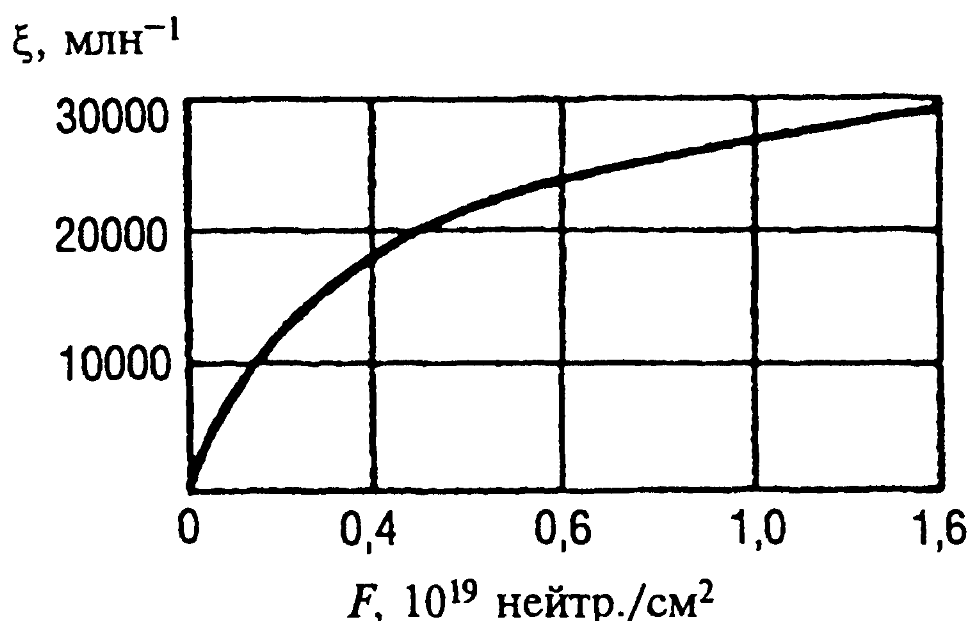


Рис. 91. Зависимость относительного электрического сопротивления тензорезистора ξ от флюенса (млн$^{-1}$≡10^6)

достигающих 450 °С.

Недостатком существующих тензорезисторов является то, что они обладают малым ресурсом, который уменьшается с ростом уровня измеряемых напряжений, увеличением числа циклов изменения измеряемых напряжений, повышением температур, при которых измерения проводятся, а также увеличением времени выдержки тензорезистора при нагрузке. Под действием радиационного облучения происходит изменение начального, электрического сопротивления тензорезистора, которое затухает с ростом флюенса (рис. 91 [57]). Этот эффект необходимо учитывать при тензометрировании внутренней и внешней поверхностей корпусов реакторов.

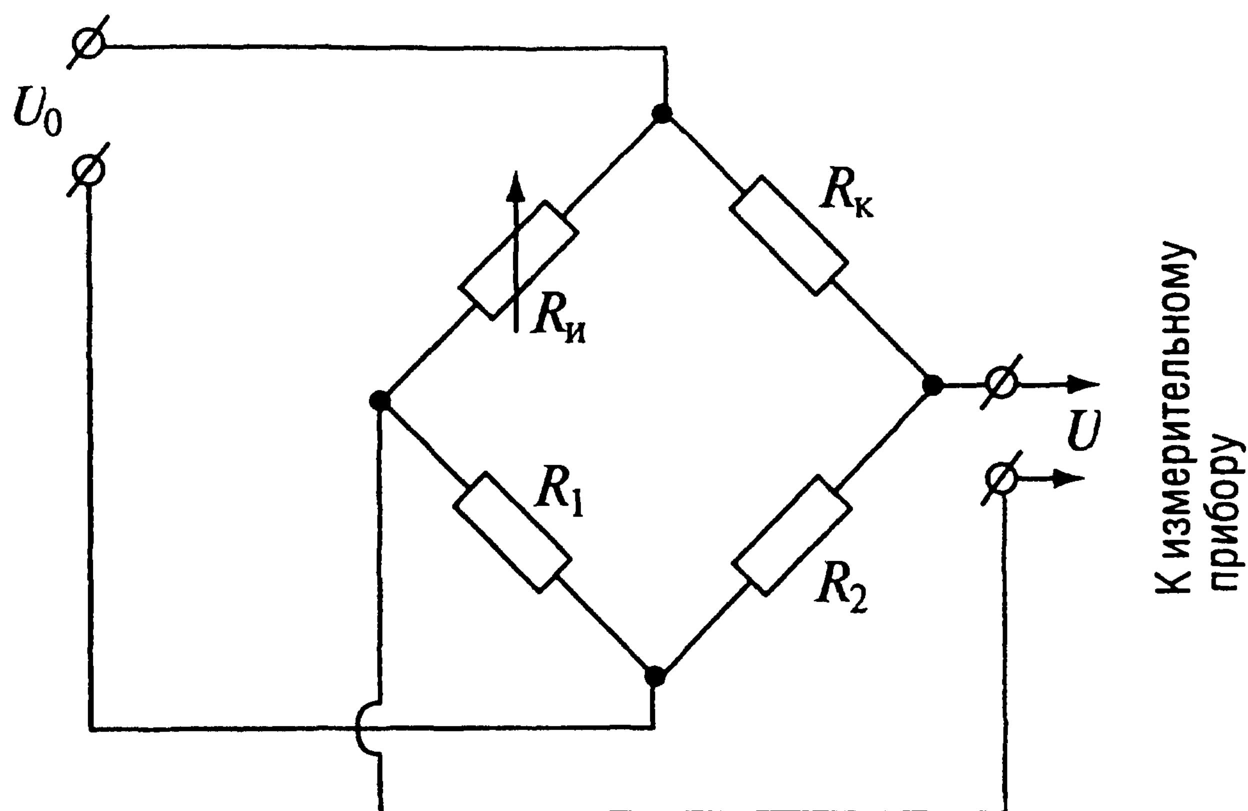


Рис. 92. Схема включения измерительного тензорезистора ($R_и$) и компенсационного ($R_к$) в измерительную схему

Тензометрирование с использованием электрических тензорезисторов возможно благодаря тому, это деформация, воспринимаемая тензочувствительным элементом *1* (см. рис. 90) от детали *4* изменяет электрическое сопротивление элемента R. Отношение изменения сопротивления ΔR к R при растяжении зависит от относительной деформации $\Delta l/l$ и относительного изменения удельного сопротивления $\Delta\rho/\rho$:

$$\frac{\Delta R}{R} = (1 + 2\mu)\frac{\Delta l}{l} + \frac{\Delta\rho}{\rho}, \tag{55}$$

где μ — коэффициент $\leq 0{,}5$.

В связи с тем, что величина ΔR очень мала, для повышения точности измерения используют мостовую схему включения тензорезистора в электрическую схему (рис. 92). Для уменьшения погрешности измерения за счет влияния температуры в точке измерения в электрическую цепь моста включают также компенсационный тензорезистор. Компенсационный тензорезистор подбирается по сопротивлению $R_к$ и температурным характеристикам, близким к измерительному.

В случае, если $R_1 = R_2 = R_к \approx R_и$

$$U = \frac{U_0}{4} \cdot \frac{\Delta R}{R_0}, \tag{56}$$

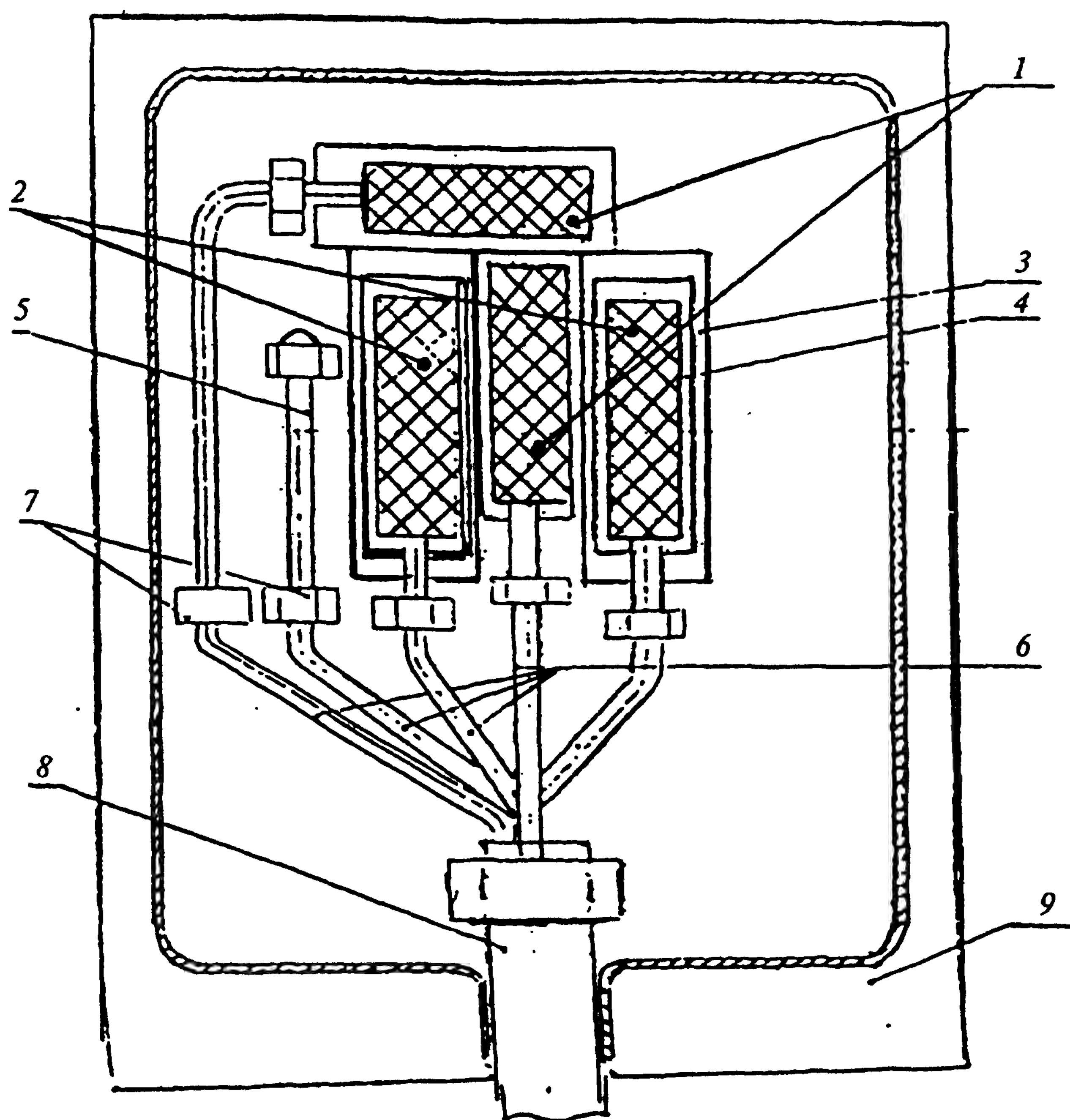


Рис. 93. Расположение тензорезисторов в измерительной точке (двухкомпонентная розетка):

1 — рабочий тензорезистор; *2* — компенсационный тензорезистор; *3* — компенсационная пластина; *4* — подложка тензорезистора; *5* — термопара; *6* — монтажные провода; *7* — перемычка из фольги для крепления монтажных проводов; *8* — защитная трубка; *9* — защитный колпачок

В описанном в гл. 5 натурном тензометрировании элементов первого контура реакторов ВВЭР-1000 использовали два типа расположения тензодатчиков в измерительной точке (рис. 93 и 94).

На рис. 93 представлена двухкомпонентная розетка, в которой измерительные тензодатчики приварены перпендикулярно друг к другу в направлениях действия главных деформаций. Когда направление действия главных деформаций неизвестно, применяли трехкомпонентную схему (рис. 94).

Компенсационные датчики в измерительных точках крепили на компенсационных пластинах, изготовленных из того же материала, что и исследуемый элемент конструкции. В измерительной точке также располагалась термопара. Все тензорезисторы и термо-

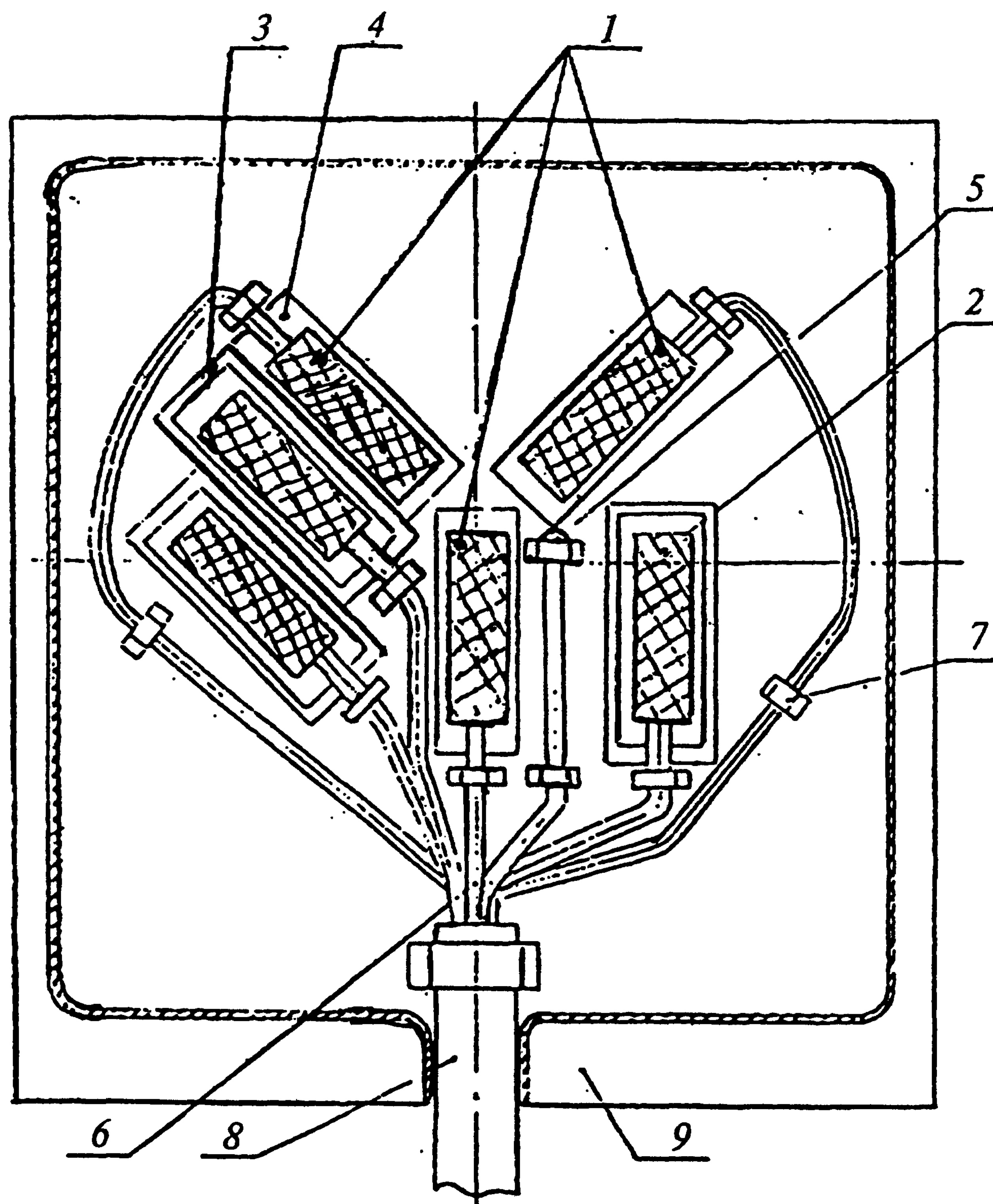


Рис. 94. Расположение тензорезисторов в измерительной точке (трехкомпонентная розетка):

1 — рабочий тензорезистор; *2* — компенсационный тензорезистор; *3* — компенсационная пластина; *4* — подложка тензорезистора; *5* — термопара; *6* — монтажные провода; *7* — перемычка из фольги для крепления монтажных проводов; *8* — защитная трубка; *9* — защитный колпачок

пару закрывали защитным колпачком. Провода от термопары и тензорезиторов выводили в защитной металлической трубке. На рис. 95 изображены смонтированные тензорезисторы в измерительной точке. Измерения деформации проводили с использованием двенадцатиточечных автоматических приборов типа КСМТ-4, а показания термопар — автоматическими потенциометрами типа КСП-4. Всю регистрирующую аппаратуру располагали в отдельном помещении за пределами реакторной зоны.

Полученные в результате натурного тензо- и термометрирования данные о фактическом уровне и характере напряженного со-

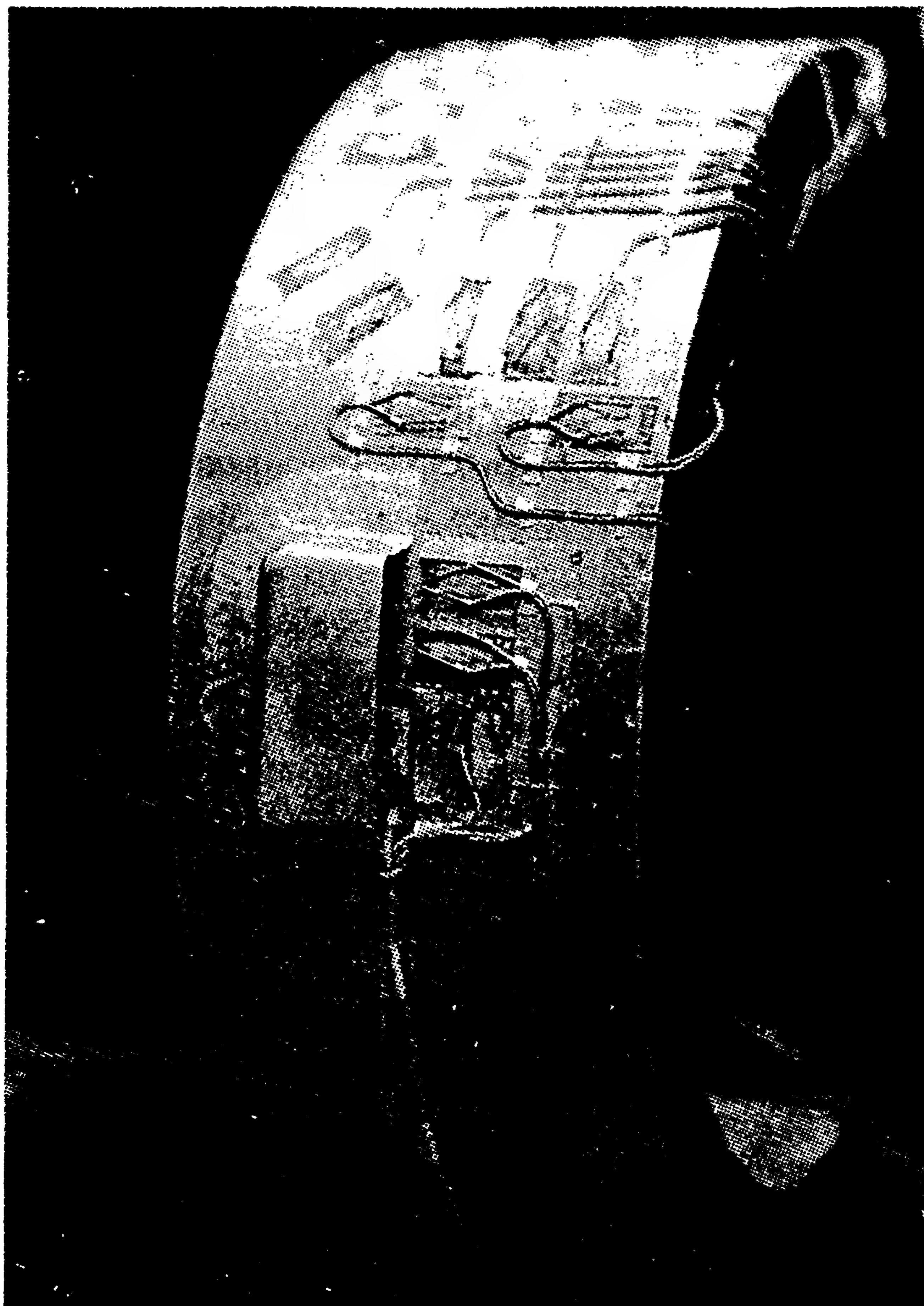


Рис. 95. Измерительная точка на трубопроводе

стояния и температурах позволяют получить более точные оценки предстоящего ресурса эксплуатации с использованием как методик, описанных в гл. 1, так и методик, приведенных ниже.

Описание элементов конструкций, на которых проводили натурное тензо- и термометрирование, режимы, в которых были получены результаты, и анализ результатов приведены далее в гл. 5.

3.4. Методика расчета остаточного ресурса по критерию сопротивления усталости

3.4.1. Индивидуальный остаточный ресурс до момента зарождения макротрещины

Для конкретного элемента конструкции, находящегося в эксплуатации, появляется возможность использовать более точные значения характеристик, определяющих процесс накопления усталостных повреждений. К этим характеристикам относятся:

механические свойства, прежде всего предел прочности R_m и относительное сужение Z;

кривая усталости, которая может быть уточнена по результатам аттестационных или специально проведенных испытаний;

фактическая геометрия рассматриваемого элемента конструкции с дальнейшим уточнением действующих напряжений расчетными методами;

более точные (по сравнению с проектом) данные о термосиловом воздействии, позволяющие уточнить действующие напряжения;

действующие напряжения, полученные на основе натурной тензо- и термометрии;

история нагружения, уточненная на основе анализа фактических режимов эксплуатации;

фактический закон накопления усталостных повреждений (если он отличается от принятого в нормах прочности линейного).

Использование указанных выше характеристик и последовательности расчета усталости (см. разд. 1.2) позволяет получить уточненные оценки индивидуального остаточного ресурса по критерию зарождения трещины усталости. Кроме того, уточненные данные о свойствах стали, напряжениях, истории и условиях эксплуатации делают принципиально возможным использование пониженных (по сравнению с проектными) коэффициентов запаса прочности.

В 1991 г. нами совместно с НИКИЭТ была разработана «Временная методика расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС» [58], согласованная с НИКИЭТ и с ГПАЭН

(ныне ГАН) и введенная в действие на АЭС с 1 апреля 1991 г. соответствующим приказом.

Для специалистов АЭС в качестве дополнения к [58] были разработаны «Методические рекомендации к применению временной методики расчета остаточного ресурса оборудования на АЭС» [59], в которых учтены замечания и предложения, высказанные специалистами АЭС в период обучения по проблеме остаточного ресурса оборудования в ВИПК Энерго в марте 1991 г.

Предложенная методика предназначена, в том числе для использования специалистами АЭС, для контроля ежегодных затрат ресурсов оборудования и трубопроводов при эксплуатации.

Расчет остаточного ресурса в соответствии с [58, 59] необходимо проводить для 1) оборудования и трубопроводов, включенных в программу контроля состояния металла, проводимого лабораторией металла в данный ППР; 2) оборудования и трубопроводов, для которых проведены поверочные расчеты.

Для проведения работы по оценке остаточного ресурса рекомендуется следующая последовательность работ: администрация АЭС назначает ответственных за учетом остаточного ресурса; обязывает ЛМ выдавать необходимую информацию о программе эксплуатационного контроля состояния металла и о результатах этого контроля; обязывает цех-владелец оборудования выдавать паспорта и поверочные расчеты на оборудование и трубопроводы; обязывает подразделения, контролирующие текущие режимы (ОЯБиН, ПТО, РЦ, ТЦ, ЦЦР или другие подразделения АЭС) выдавать информацию о режимах, учитывая также такие режимы, как уплотнения и разуплотнения разъемов и др.

Ответственный исполнитель, перед тем как приступить к работе, должен убедиться в наличии необходимой документации, а именно, поверочных расчетов, паспортов с указанным проектным ресурсом, чертежной документации.

Если на станции отсутствуют поверочные расчеты на обследуемое оборудование, то их необходимо запросить у соответствующей организации, которая обязана поставлять поверочные расчеты на АЭС в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПН АЭ Г-7-008-89», п. 1.2.7.

Ответственный исполнитель составляет план работ на текущий год, включая в него оборудование и трубопроводы, предусмотренные программой эксплуатационного контроля в ППР данного года.

Указанный объем работ позволяет оценить остаточный ресурс с учетом информации о состоянии металла оборудования и трубопроводов на текущий момент и получить, таким образом, наиболее достоверные оценки остаточного ресурса.

План работ согласовывается с подразделениями АЭС, которые должны выдавать необходимую информацию, а также при необходимости с инспектором ГАН РФ.

Во время ППР ответственный исполнитель производит сбор информации в соответствующих подразделениях о фактических режимах, проведенных в данную кампанию, и анализирует эту информацию в соответствии с разд. 2 «Временной методики расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС». При необходимости ответственный исполнитель участвует в освидетельствовании оборудования и трубопроводов.

После ППР в течение 1 мес обрабатывается полученная информация, проводится расчет остаточного ресурса оборудования и трубопроводов, делаются заключения.

Остаточный ресурс оборудования и трубопроводов $\tau_{пр}$, годы, допускается считать по формуле:

$$\tau_{ост} = \tau_{пр}\left(1 - \max\left\{\frac{N_{фi}}{N_{прi}}\right\}\right), \qquad (57)$$

где $\tau_{пр}$ — проектное время эксплуатации, годы; $N_{фi}$ — фактическое число проведенных i-х режимов; $N_{прi}$ — проектное число i-х режимов.

Если результаты,получаемые по приведенной формуле неудовлетворительны ($\tau_{ост} < 0$), необходимо провести уточненный расчет в соответствии с «Временной методикой расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС».

Для оборудования и трубопроводов, не имеющих поверочных расчетов на прочность, допускается оценивать остаточный ресурс по формуле:

$$\tau_{ост} = \tau_{пр} - \tau_{ф}, \qquad (58)$$

где $\tau_ф$ — фактическое время эксплуатации данного оборудования; $\tau_{пр}$ — проектное время эксплуатации (если не указано, то считается равным 30 лет, при условии соответствия состояния оборудования чертежной документации).

Работа заканчивается актом с заключением о наличии остаточного ресурса обследуемого оборудования для подшивки в паспорта этого оборудования.

При проведении расчетов, могут возникнуть следующие ситуации.

1. Сведения о числе режимов на станции отсутствуют. Тогда надо исходить из проектного числа режимов с учетом времени эксплуатации, например: по поверочному расчету проектное число срабатывания АЗ $N_{пр}= 300$; наработка $\tau_ф= 10$ лет; проектное время эксплуатации $t_{пр}=30$ лет, тогда число прошедших режимов

$$N_ф = \frac{N_{пр}}{\tau_{пр}}\tau_ф = \frac{300}{30}\cdot 10 = 100. \qquad (59)$$

Полученную оценку числа циклов можно принять для дальнейших расчетов, если нет других указаний о необходимости ее изменения.

2. Если проведена ремонтная подварка, то считают, что наваренный металл отработал те же циклы, что и основной.

3. Если по результатам формулы (57) и уточненному расчету с использованием данных поверочного расчета, ресурс оказался исчерпанным, необходимо обратиться в специализированную организацию для решения вопроса о возможности дальнейшей эксплуатации.

Специализированная организация проводит уточнение индивидуального остаточного ресурса по критерию сопротивления зарождению трещины усталости с использованием уточненных исходных данных, перечисленных выше в настоящем разделе, а также указанных в документе [58].

Ниже приведен пример, поясняющий действия специалиста АЭС, ответственного за контроль остаточного ресурса.

Рассмотрен корпус компенсатора давления (КД) реактора ВВЭР-1000 (цилиндрическая часть). Использован поверочный

расчет ОКБ «Гидропресс» «Компенсатор объема. Расчет на прочность. Анализ прочности» 320.02.01.00.000 РР06.2 1984 г.

По данным этого расчета для КД принято число расчетных режимов за срок эксплуатации:

I	Заполнение	60
II	Разогрев до ГИ	100
III	ГИ на плотность	100
IV	ГИ на прочность	30
V	Разогрев полный	130
VI	Набор мощности	5730
VII	Изменение мощности	31720
VIII	Расхолаживание	130
IX	Срабатывание АЗ	950
X	Непредусмотренный впрыск бора	29
XI	Разрыв Ду 180	1
XII	Обесточивание	180

1. Предположим, что за 20 лет эксплуатации станции были проведены следующие режимы: I-30; II-60; III-60; IV-15; V-60; VIII-60; IX-200; X-2; XI-0; XII-4. По остальным режимам данные отсутствуют.

По данным лаборатории металла состояние металла соответствует нормативным требованиям.

Расчет проводится по формуле (57). Максимальное значение $N_{\text{ф}i}/N_{\text{пр}i}$ соответствует режиму III

$$\tau_{\text{ост}} = \tau_{\text{пр}}\left(1 - \max\left\{\frac{N_{\text{ф}i}}{N_{\text{пр}i}}\right\}\right) = 30\left(1 - \frac{60}{100}\right) = 12 \text{ лет.}$$

Таким образом, составляется акт, в котором указывается, что остаточный ресурс $\tau_{\text{ост}} = 12$ лет.

2. Исходные данные совпадают с данными первого примера, но ГИ на плотность (режим III) проводили 99 раз

$$\tau_{\text{ост}} = 30\left(1 - \frac{99}{100}\right) = 0,3.$$

Оборудование допускается к эксплуатации, но остаточный

ресурс должен быть пересчитан специализированной организацией.

3. Исходные данные по режимам совпадают с данными первого примера. По данным лаборатории металлов обнаружен дефект с условной площадью 60 мм^2. Дефект устранен выборкой без последующей заварки. Остаточная толщина стенки в месте выборки больше допустимой по чертежу. В этом случае число циклов не превышает допустимых значений и толщина стенки в пределах допуска. Но так как есть изменение геометрии и появился дополнительный концентратор напряжений, необходимо привлечение специальной организации для расчета индивидуального остаточного ресурса с учетом возникшего концентратора напряжений.

Если ремонт обнаруженного дефекта по каким-либо соображениям не сделан, то для продолжения эксплуатации необходимо оценить опасность дефекта и живучесть элемента конструкции, т.е. определить индивидуальный остаточный ресурс конструкции с дефектом по критерию сопротивления росту трещины усталости.

3.4.2 Живучесть элемента конструкции с трещиной. Методика оценки индивидуального ресурса по критерию сопротивления развитию трещины усталости

При наличии трещины ресурс конструкции определяется скоростью ее роста. В общем виде скорость роста трещины da/dt зависит от коэффициента интенсивности напряжений K_1 (более подробно о величине K_1 см. разд. 1.3.1, 3.5):

$$da/dt = f(K_i), \qquad (60)$$

где a — размер трещины в направлений толщины стенки трубопровода и корпуса сосуда давления.

Если в эксплуатации обнаружена трещина с размером a_0 и известен допустимый во время эксплуатации размер $[a]$ (методика определения допустимых размеров описана в монографии [23]), то ресурс можно определить из уравнения (60) (рис. 96).

При циклическом нагружении зависимость между скоростью роста трещины и размахом коэффициента интенсивности напря-

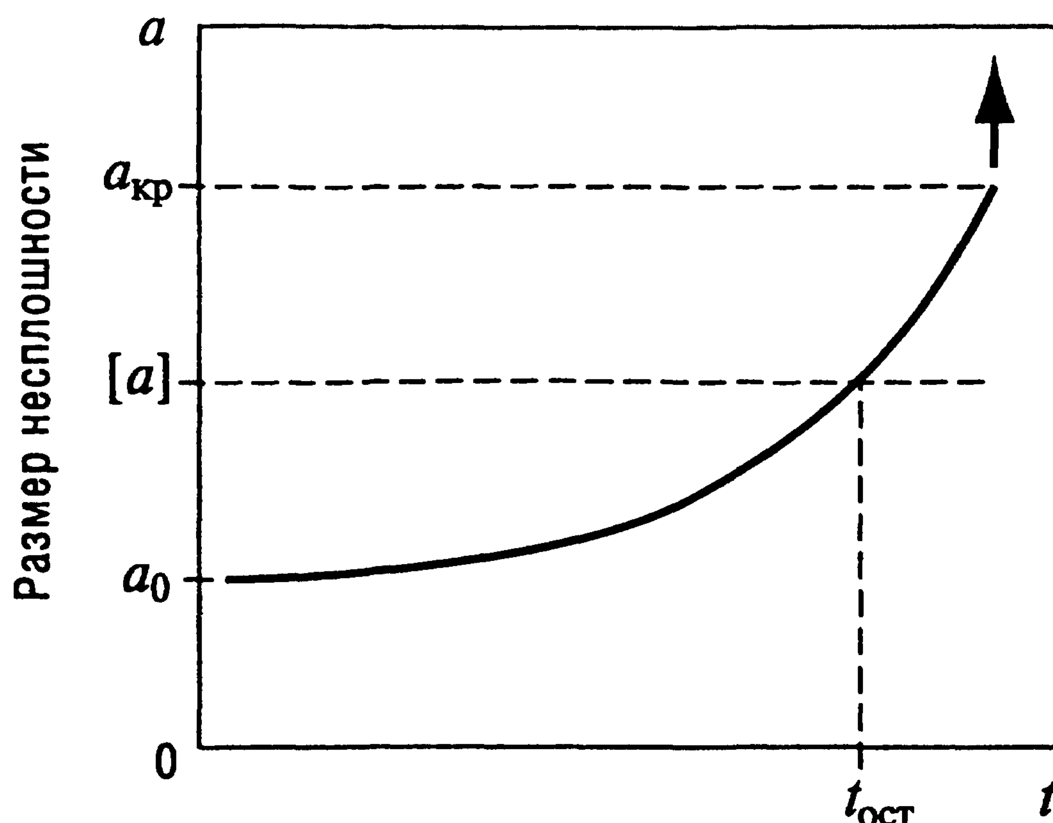


Рис. 96. Рост несплошности во время эксплуатации:
a_0 — размер обнаруженной несплошности; [a] — допустимый во время эксплуатации размер несплошности; $a_{кр}$ — критический размер несплошности, при достижении которого происходит быстрое окончательное разрушение конструкции; $\tau_{ост}$ — остаточный ресурс конструкции с несплошностью

жений ΔK_1

$$\frac{da}{dN} = C_0 \left(\frac{\Delta K_1}{\sqrt{1-R}} \right)^m, \quad (61)$$

где N — число циклов нагружения; C_0, m — константы материала; R — коэффициент асимметрии цикла.

Влияние коррозионной среды и температуры испытания (эксплуатации) может быть учтено с помощью коэффициентов C_0 и m. Коэффициент асимметрии цикла определяется максимальным K_{max} и минимальным K_{min} значениями коэффициентов интенсивности напряжения в цикле $R = K_{min}/K_{max}$.

Известны также другие зависимости da/dN. В методике М-02-91 [23, 76, 77] использована зависимость (61). При этом в расчете не учитывают возможное торможение или ускорение развития трещины вследствие перегрузки или пересечения линий сплавления в сварных швах или наплавках.

Для расчета K_{max} и K_{min} выделяют циклы нагружения, как при расчете на сопротивление усталости, и для каждого цикла определяют $(\sigma_{пр})_{max}$ и $(\sigma_{пр})_{min}$.

Значения $(\sigma_{пр})_{\max i}$ и $(\sigma_{пр})_{\min i}$ определяют с учетом остаточных напряжений, действующих по направлениям главных напряжений от усилий. При этом остаточные напряжения сжатия не учитывают.

Напряжения $|(\sigma_{пр})_{\max i}|$ в расчете кинетики несплошностей принимают равными не более $R_{p0,2}$ при температуре 20 °С при сохранении размаха напряжений.

Каждый i-й цикл из этой группы циклов нагружения характеризуется максимальным $K_{\max i}$ и минимальным $K_{\min i}$ для заданной точки контура.

Коэффициент асимметрии i-го цикла $R_i\,(R_i > -1)$ определяется по формуле.

$$R_i = \frac{(\sigma_{пр})_{\min i}}{(\sigma_{пр})_{\max i}} = \frac{K_{\min i}}{K_{\max i}}.$$

Для циклов нагружения, которые характеризуются значениями $R < -1$, в расчете принимают $R = -1$.

Для i-го цикла нагружения рост несплошности от значения a_{i-1} до значения a_i, рассчитывают по уравнению

$$N_i = \frac{1}{C_0} \int_{a_{i-1}}^{a_i} (1 - R_i) \Delta K_i^m \, da, \qquad (62)$$

где a, м; ΔK_i, МП · м$^{1/2}$.

В табл. 26 приведены значения m и C_0 для нескольких классов стали.

При расчете роста несплошности в деталях из легированных сталей типа 15Х2НМФА и их сварных соединений с учетом контакта несплошности с обессоленной водной средой при температуре до 300 °С значения констант C_0 и m выбирают по диаграмме усталостного разрушения, приведенной в методике М-02-91 [77].

Если для подобного расчета для сталей типа 15Х2НМФА использовать константы из табл. 26, значение коэффициента C_0 необходимо увеличить в 10 раз.

Для хромоникелевых коррозионно-стойких сталей типа 0Х18Н10Т, их сварных соединений и наплавок в одной рабочей

Таблица 26. **Константы для расчета кинетики трещин при $da/dN \leq 10^{-5}$ м/цикл, $R = 0$, $T \leq 350$ °C**

Класс стали	m	C_0
Легированные стали типа 10ГН2МФА, 15Х2НМФА и их сварные соединения	2,6	$5{,}8 \cdot 10^{-11}$
Нелегированные стали типа 22К и их сварные соединения	2,9	$3 \cdot 10^{-11}$
Коррозионно-стойкие аустенитные стали типа 0Х18Н10Т	2,9	4,02

среде значение коэффициента C_0 (см. табл. 26) увеличивают в 2 раза, а при контакте несплошностей в деталях из тех же сталей с обессоленной водной средой кипящих реакторов (водой, паром, пароводяной смесью) коэффициент C_0 увеличивают в 10 раз. Допускается использование экспериментально обоснованных диаграмм усталостного разрушения в рабочей среде заданных параметров с учетом механических факторов R и ΔK.

Влияние нейтронного облучения при расчете несплошностей не учитывается.

Уравнение (61) применимо при $\Delta K_i > (10^{-11}/C_0)^{1/m}$.

Значение $\Delta K_i = (10^{-11}/C_0)^{1/m}$ следует рассматривать как пороговое ΔK_{th}, ниже которого скорость роста трещины становится либо равной нулю, либо пренебрежимо малой.

При наличии n типов циклов нестационарного нагружения рост несплошностей рассчитывают для последовательности типовых i-х блоков нагружения, расположенных в порядке возрастания параметра A, где

$$A = \frac{\Delta K_i}{\left(\sigma_{\text{пр}}\right)_{\max i} \sqrt{1 - R_i}}. \qquad (63)$$

Как следует из уравнений (61) и (63), остаточный ресурс конструкции с трещиной определяется не только скоростью роста трещины, но и критическим размером трещины $a_{\text{кр}}$: чем больше $a_{\text{кр}}$, тем больше ресурс.

Критические размеры трещины могут быть определены из рас-

четов на сопротивление хрупкому, квазихрупкому или вязкому разрушению конструкции с трещиной.

3.5. Методики расчета предельных состояний конструкций с трещинами с использованием критериев сопротивления хрупкому, квазихрупкому или вязкому разрушению

Дальнейшее развитие методики расчета на сопротивление разрушению элементов конструкций с трещинами дано в «Методике расчета допустимых дефектов металла во время эксплуатации АЭС» М-2-91 [77], рекомендованной для практического использования Госатомнадзором РФ.

В соответствии с методикой коэффициент интенсивности напряжений K_1 для поверхностной полуэллиптической трещины глубиной a с соотношением полуосей a/c определяется из выражения

$$K_1 = Y\sigma_{кр}\sqrt{a/1000}, \qquad (64)$$

где

$$Y = \frac{2 - 0,82\,a/c}{\left[1 - \left(0,89 - 0,57\sqrt{a/c}\right)^3 (a/S)^{1,5}\right]^{3,25}}. \qquad (65)$$

Распределение напряжений по глубине поверхностной полуэллиптической трещины изображено на рис. 97. При равномерном распределении напряжений

$$\sigma_A = \sigma_B = \sigma_C = \sigma_{кр}.$$

При линейно изменяющемся по толщине стенки распределении напряжений

$$\sigma_C = \frac{1}{2}(\sigma_A + \sigma_B); \qquad (66)$$

$$\sigma_{кр} = 0,6\sigma_A + 0,39\sigma_B + \left[0,11\,a/c - 0,28\,a/S\left(1 - \sqrt{a/c}\right)\right](\sigma_A - \sigma_B). \qquad (67)$$

При нелинейном, близком к параболическому закону, распределении напряжений

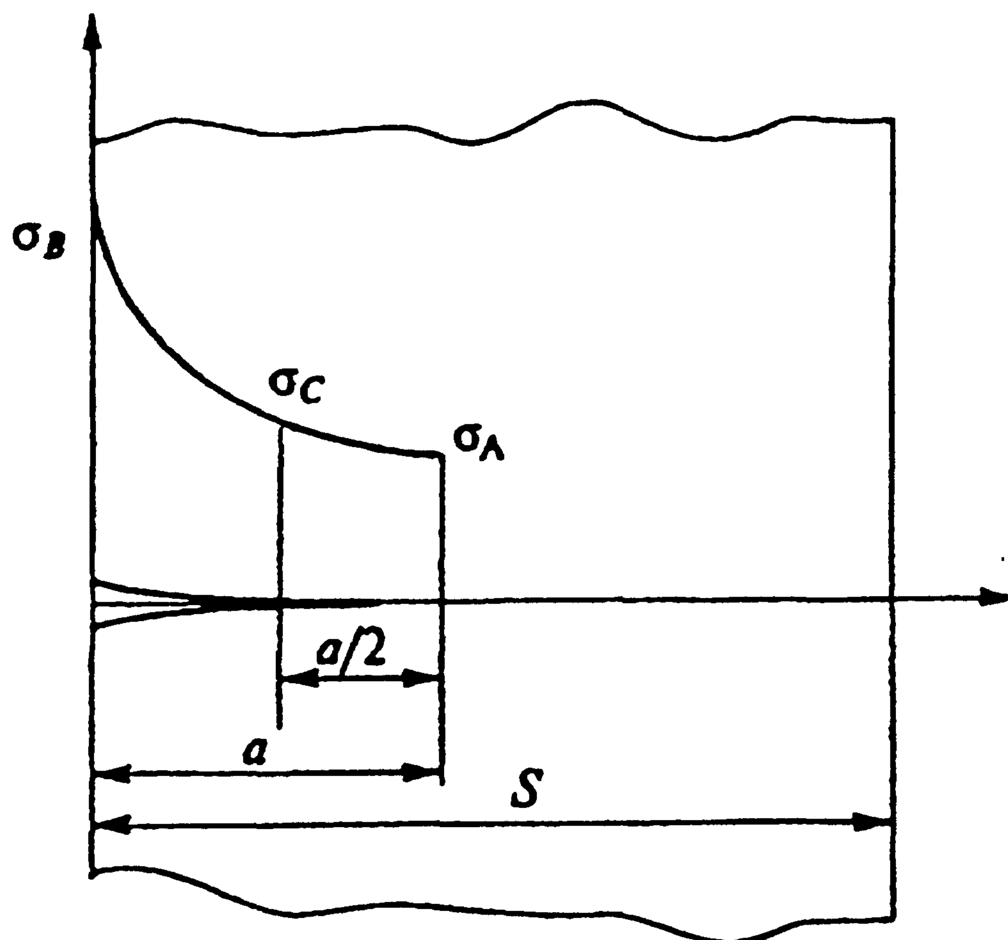


Рис. 97. Распределение напряжений по глубине поверхностной полуэллиптической трещины

$$\sigma_{кр} = 0,111\left(3\sigma_A + \sigma_B + 5\sigma_C\right) + 0,4\,a/c\left(0,38\sigma_A - 0,17\sigma_B - 0,21\sigma_C\right) -$$

$$-0,28\,a/S\left(1 - \sqrt{a/c}\right)\left(\sigma_A - \sigma_B\right). \qquad (68)$$

При произвольном распределении напряжений следует руководствоваться методическими указаниями [62].

Коэффициент интенсивности напряжений K для подповерхностной эллиптической трещины глубиной $2a$ и длиной $2c$ определяется из выражения (64). При определении K в точке A (рис. 98)

$$Y_A = \frac{1,79 - 0,66\,a/c}{\left[1 - \beta^{1,8}\left(1 - 0,4\,a/c - 0,8\gamma^{0,4}\right)\right]^{0,54}}, \qquad (69)$$

где $\beta = \dfrac{a}{b + a}$ при $a \le 9b$;

$\gamma = 0,5 - \dfrac{b + a}{S}$ при $b + a \le S/2$.

В точке B

$$Y_B = \frac{1,79 - 0,66\,a/c}{\left[1 - \gamma^{1,8}\left(1 - 0,4\,a/c - \gamma^2\right)\right]^{0,54}}. \qquad (70)$$

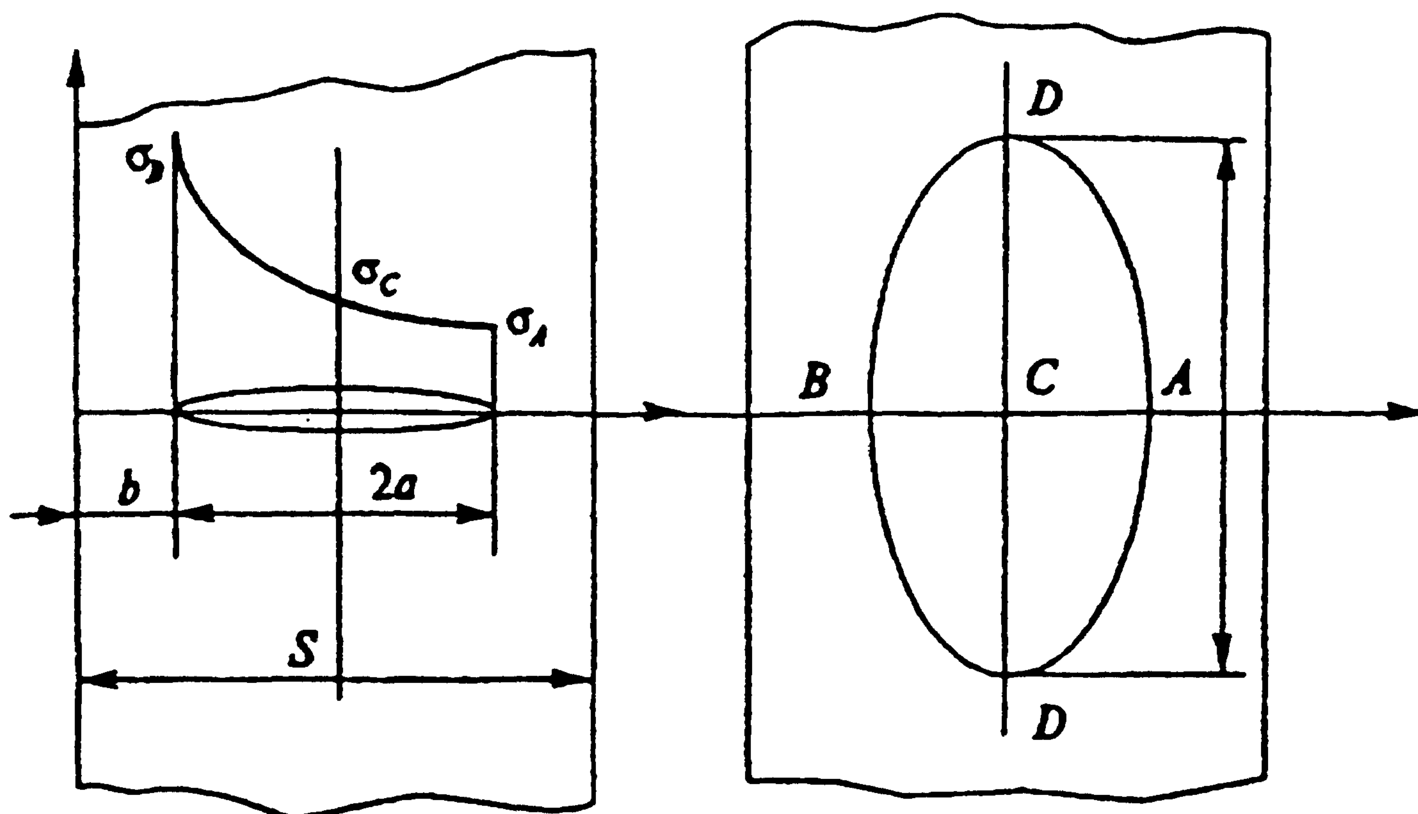


Рис. 98. Распределение напряжений для подповерхностной эллиптической трещины

При равномерном распределении напряжений по толщине стенки

$$\sigma_A = \sigma_B = \sigma_C = \sigma_{\text{кр}\,A} = \sigma_{\text{кр}\,B}. \qquad (71)$$

При линейно-изменяющихся по толщине стенки напряжениях:

$$\sigma_{\text{кр}\,A} = \frac{8\sigma_A + \sigma_B}{4} + \frac{a/c(\sigma_A - \sigma_B)}{12}; \qquad (72)$$

$$\sigma_{\text{кр}\,B} = \frac{3\sigma_A + \sigma_B}{4} + \frac{a/c(\sigma_B - \sigma_A)}{12}; \qquad (73)$$

При нелинейном, близком к параболическому закону распределений напряжений

$$\sigma_{\text{кр}\,A} = \frac{\sigma_A + \sigma_C}{2} + \frac{a/c(4\sigma_A - 3\sigma_C - \sigma_B)}{12}; \qquad (74)$$

$$\sigma_{\text{кр}\,B} = \frac{\sigma_A + \sigma_B}{2} + \frac{a/c(4\sigma_B - 3\sigma_C - \sigma_A)}{30}. \qquad (75)$$

При произвольном законе распределения напряжений следует руководствоваться указаниями методических рекомендаций [60].

Если нормальные к плоскости трещины напряжения в какой-либо точке превышают предел текучести, следует определить де-

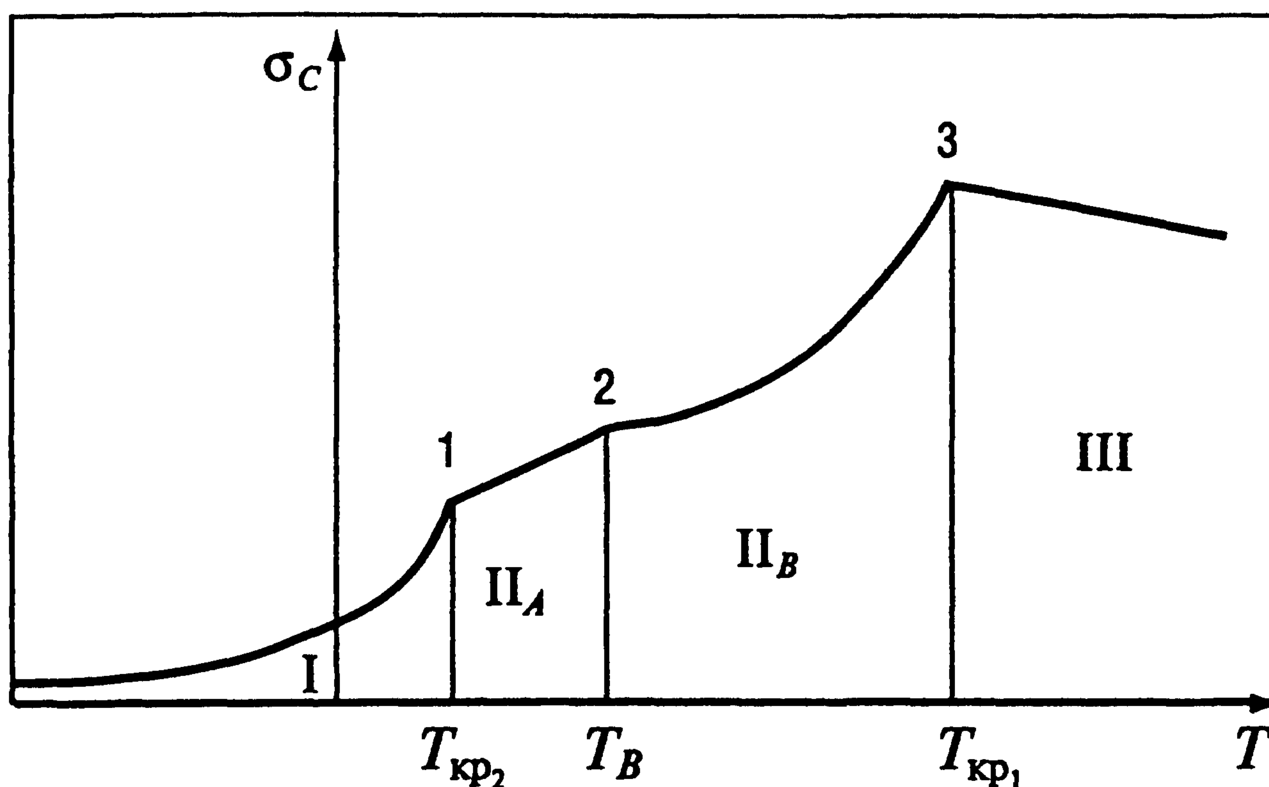


Рис. 99. Определение границ расчета

формацию ε в этой точке и при нахождении K использовать условно упругие напряжения $\sigma_у = \varepsilon E$.

Остаточные напряжения, если нет точных данных, учитывают прибавлением к условному упругому напряжению $\sigma_у$ значения $R_{P0,2}$.

Температурную зависимость $[K]$ от приведенной температуры $\{T - T_{кр}\}$ получают как нижнюю огибающую двух кривых, одну из которых получают делением ординат исходной кривой K_{1c} – – $(T - T_{кр})$ на коэффициент запаса n_j, а другую — смещением исходной кривой вдоль оси температур на значение температурного запаса ΔT. Для НУЭ принимают $j = 1$, $n_1 = 3$, $\Delta T_1 = 30$ °С; для ННУЭ, ГИ и ПЗ* + НУЭ – $j = 2$, $n_2 = 2$, $\Delta T_2 = 20$ °С; для АС и МРЗ* + НУЭ – $j = 3$, $n_3 = 1{,}4$, $\Delta T_3 = 10$ °С.

Границу хрупкой области (рис. 99, температура $T_{кр1}$) определяют с использованием температурной зависимости K_{1c} от $(T - T_{кр})$. Температура $(T_{кр2} - T_{кр})$ соответствует значению K^*_{1c}, определяемому из условия:

$$K^*_{1c} = YK_F R^T_{P0,2}\sqrt{\frac{a}{1000}}, \qquad (76)$$

где Y для поверхностной трещины определяется по формуле (65),

* ПЗ — проектное землетрясение; МРЗ — максимальное расчетное землетрясение.

$$K_F = 1 - \frac{a/S}{1 + \frac{2a/c}{\pi a/S}}, \qquad (77)$$

а для подповерхностной трещины Y определяется по формуле (69),

$$K_F = 1 - \frac{2a/S}{1 + \frac{a/c}{\pi a/S}},$$

при этом $R^T_{P0,2}$ в МПа, a в мм.

Граница области II_A (температура T_B) определяется из соотношения

$$T_B = T_{\text{кр}2} + 70\frac{\ln K_F}{\ln \frac{R_{P0,2}}{R^T_m}}. \qquad (78)$$

Граница области II_B (температура $T_{\text{кр}1}$) определяется из соотношения

$$T_{\text{кр}1} = T_{\text{кр}2} + 70\ {}^\circ\text{C}. \qquad (79)$$

Критический коэффициент интенсивности напряжения в хрупкой области I ($T \leq T_{\text{кр}2}$) K_{1c} равен K_{ec} — критическому значению коэффициента интенсивности деформации.

Температурные зависимости K_{1c} — $[T_{\text{кр}}]$ принимаются в соответствии с разд. 1.3, а также [4].

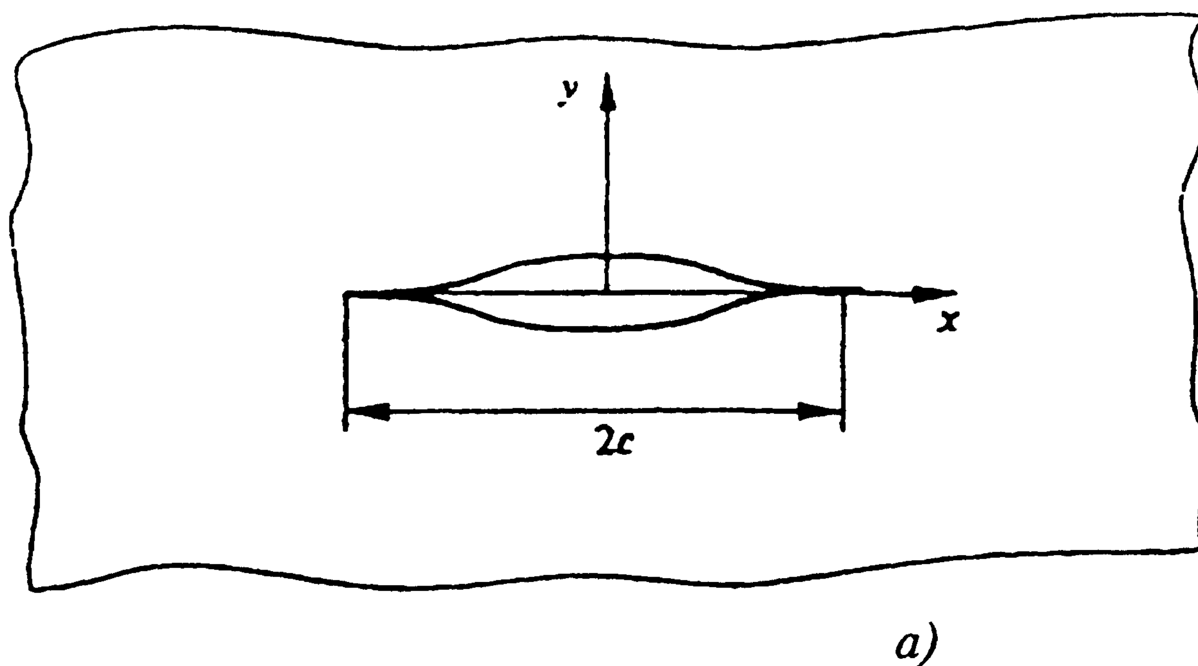
В квазихрупкой области для описания условий разрушения используют методы нелинейной механики разрушения. При этом анализируют деформационные или энергетические критерии разрушения.

Естественный переход от линейной к нелинейной механике разрушения осуществляется на основе коэффициента интенсивности деформаций K_{1e}, вводимого по аналогии с K_1. Условие перехода трещины в нестабильное состояние при этом имеет вид

$$K_1 = K_{1ec}, \qquad (80)$$

где K_{1ec} — критическое значение коэффициента интенсивности деформаций.

Методы определения прочности деталей с трещинами на осно-



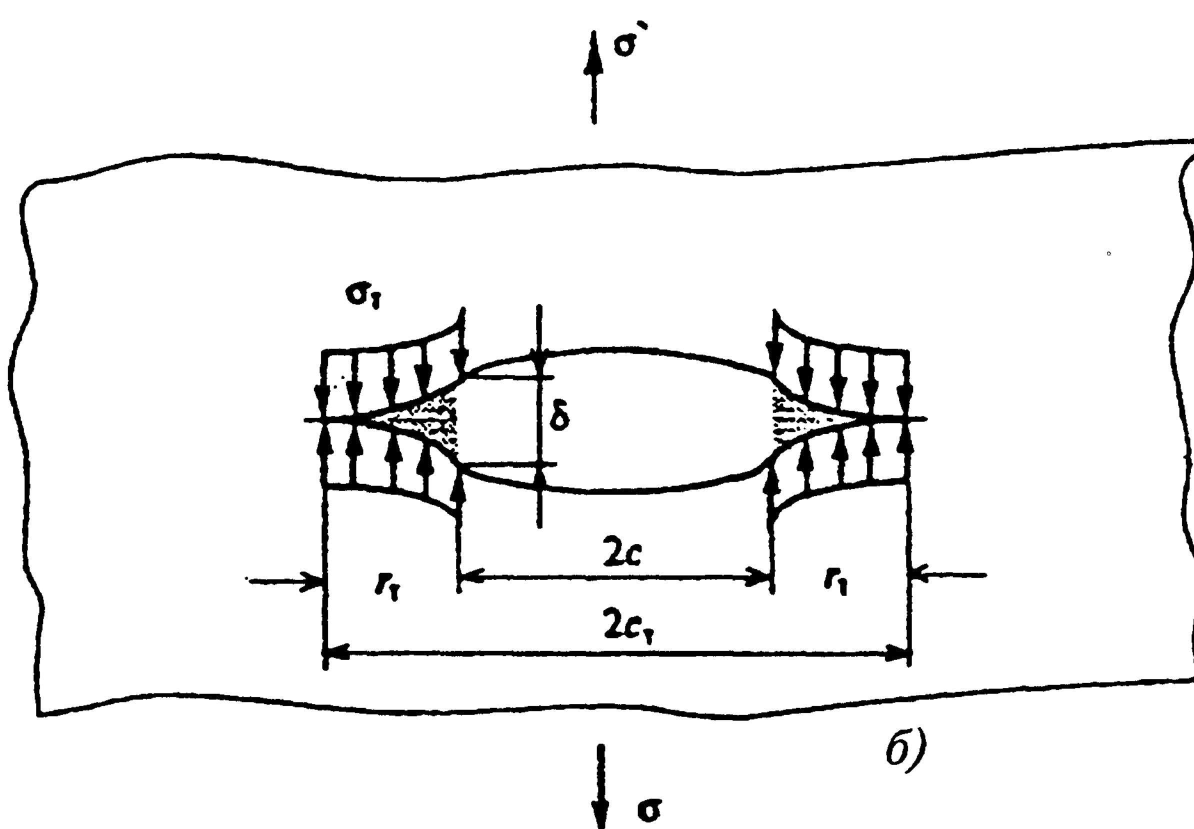


Рис. 100. Схема напряжений у концов трещины при растяжении в пластине из идеально упругопластического материала в ненагруженном (*а*) и нагруженном состоянии (*б*)

ве коэффициента K_{1e} были исследованы и разработаны Н.А. Махутовым [63].

Другой деформационный критерий разрушения основан на анализе раскрытия трещины в устье трещины (рис. 100). При достижении раскрытия трещины δ критического значения наступает разрушение

$$\delta = \delta_{кр}. \quad (81)$$

Значение δ может быть определено по формуле, полученной В.В. Панасюком [64]

$$\delta = \frac{8R_{P0,2}}{\pi E} \ln \sec \frac{\pi \sigma_{кр}}{2R_{P0,2}}. \qquad (82)$$

Энергетическое условие разрушения исследовали с использованием J-интеграла, определяемого как поток энергии через замкнутую поверхность вокруг вершины трещины [65, 66]. Условие разрушения при этом

$$J = J_c. \qquad (83)$$

Профессор Е.М. Морозов [66] ввел коэффициент трещиностойкости

$$I_c = K_{1c}\sqrt{1-\left(\sigma_{кр}/R_m\right)^2}, \qquad (84)$$

на основе которого им был разработан метод расчета деталей с трещинами.

Для решения инженерных задач в методике [77] был использован критерий (80). В соответствии с методикой в квазихрупкой области II_A ($T_{кр2} < T \le T_B$) (см. рис. 99):

$$K_{ec} = K_{1c}^{*}\left(\frac{R_m^T}{R_{P0,2}^T}\right)^{a} \frac{R_{P0,2}^T}{R_{P0,2}^{T_{кр2}}}, \qquad (85)$$

где

$$\alpha = \frac{T - T_{кр2}}{70}. \qquad (86)$$

В квазихрупкой области II_B ($T_B < T \le T_{кр1}$)

$$K_{1c} = K_{1c}^{*} \frac{1}{K_F}\left(K_F \frac{R_m^T}{R_{P0,2}^T}\right)^{\alpha_2/\theta} \frac{R_{P0,2}^T}{R_{P0,2}^{T_{кр2}}}, \qquad (87)$$

где

$$\alpha_2 = \frac{T - T_{кр2} - 70\dfrac{\ln K_F}{\ln\left(R_{P0,2}^T/R_m^T\right)}}{70\left[1 - \dfrac{\ln K_F}{\ln\left(R_{P0,2}^T/R_m^T\right)}\right]}; \qquad (88)$$

$$\theta = \frac{\ln\left[\frac{R_m^T}{R_{P0,2}^T}(1+1,4Z)\right]}{\ln\left(\frac{1}{R_{P0,2}^T/E+0,2\cdot 10^{-2}}\ln\frac{1}{1-Z}\right)}. \qquad (89)$$

В вязкой области III ($T - T_{\text{кр}1}$)

$$K_{ec} = K_{1c}^* \frac{1}{K_F}\left(K_F \frac{R_m^T}{R_{P0,2}^T}\right)^{\frac{1}{\theta}} \frac{R_{P0,2}^T}{R_{P0,2}^{T_{\text{кр}2}}}. \qquad (90)$$

При $K_F \geq 0,9$ допускается принимать $K_F = 1$ и для температурного диапазона $T_{\text{кр}2} < T \leq T_{\text{кр}1}$

$$K_{ec} = K_{1c}^* \left(\frac{R_m^T}{R_{P0,2}^T}\right)^{\frac{\alpha}{\theta}} \frac{R_{P0,2}^T}{R_{P0,2}^{T_{\text{кр}1}}}. \qquad (91)$$

При $K_F \leq \frac{R_{P0,2}^T}{R_m^T}$ принимают $T_B = T_{\text{кр}1}$.

При $T = T_{\text{кр}1}$

$$K_{ec} = K_{1c}^* \frac{R_m^T}{R_{P0,2}^{T_{\text{кр}2}}}. \qquad (92)$$

В вязкой области материалы становятся малочувствительными к несплошностям, что приводит к возможности появления в деталях устойчивых трещин больших размеров, сравнимых с геометрическими размерами деталей. Такие большие несплошности могут обусловить существенное перераспределение напряжений в макрообъемах детали. При этом лавинообразное разрушение может начаться в макрообъемах, непосредственно прилегающих к несплошности, где напряжения становятся сравнимыми с пределом прочности материала R_m.

В связи с этим появилась возможность создания ряда относительно простых методик расчета критических значений трещин (несплошностей) с использованием в качестве характеристик материала предела текучести $R_{P0,2}$ или комбинации $R_{P0,2}$ и R_m.

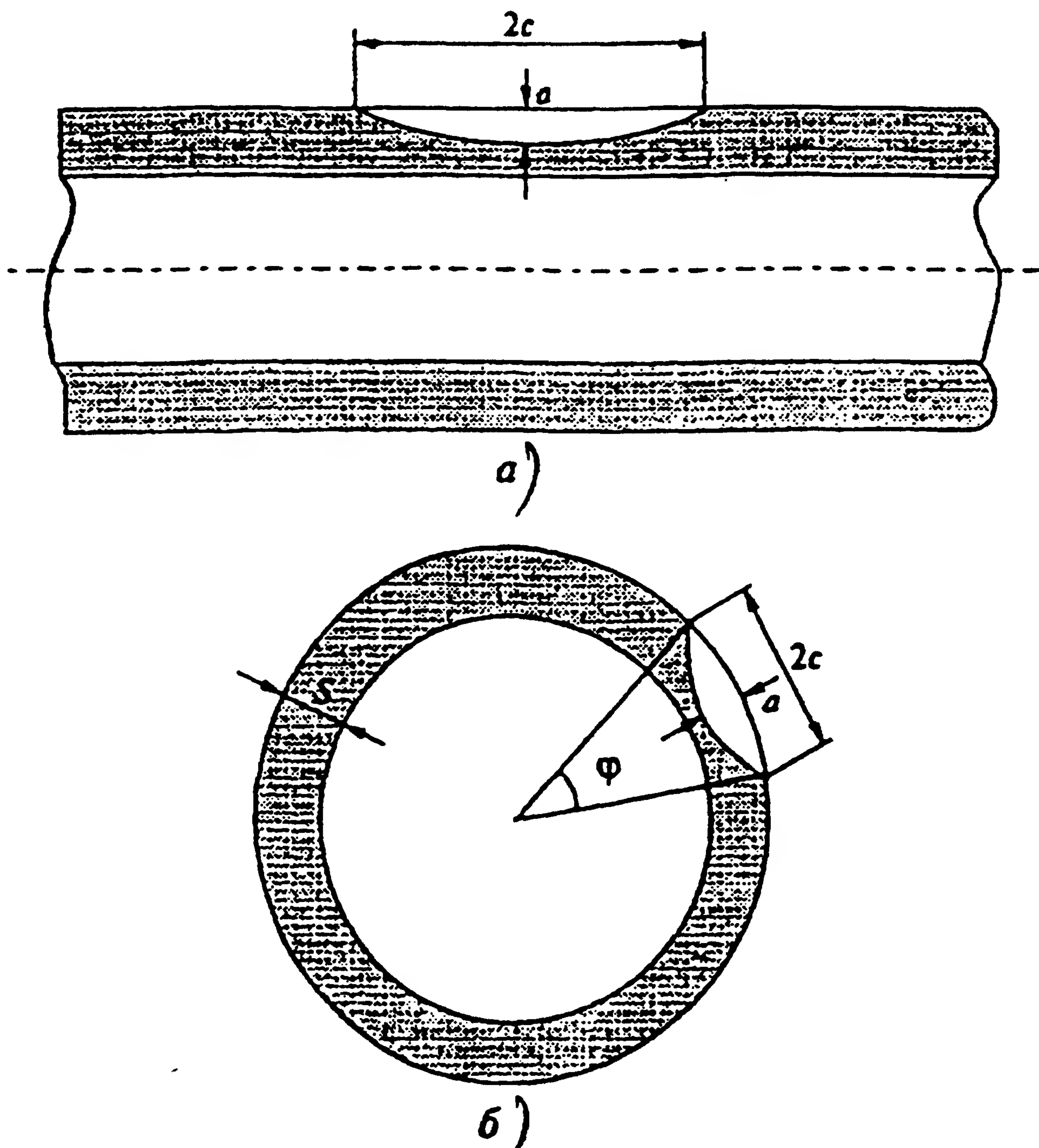


Рис. 101. Схематизация продольной (*а*) и поперечной (*б*) трещины

В методике М-02-91 расчет основан на представлении о предельном пластическом состоянии, когда все сечения детали, в котором находится трещина, переходит в пластическое состояние.

При этом для цилиндрических оболочек с несплошностями, ориентированными в кольцевом направлении (рис. 101), используют зависимости

$$\sigma_b = \frac{2}{\pi} R_F^T \left[2\sin\gamma - n_a \left(a/S\right)_\varphi \sin\left(n_\varphi \left[\varphi\right]_a\right)\right], \tag{93}$$

где

$$\gamma = \frac{1}{2}\left[\pi - n_a \left(a/S\right)_c n_\varphi \left(\varphi\right)_c - \pi \frac{\sigma_m}{R_F^T}\right]. \tag{94}$$

$$R_F^T = 1{,}2 R_{P0,2}^T .$$

Коэффициенты запаса прочности
для НУЭ $n_а = 3$, $n_φ = 2$;
для ННУЭ, ГИ и ПЗ+НУЭ $n_а = 2$, $n_φ = 2$;
для АС и МРЗ+НУЭ $n_а = 1$; $n_φ = 2$.

Для цилиндрических оболочек с несплошностями, ориентированными в осевом направлении (см. рис. 101),

$$\sigma_m + 0,67\sigma_b = R_F^T \left[1 - \left(\frac{a}{W}\right)\right]; \tag{95}$$

$$R_F^T = 1,2 R_{P0,2}^T. \tag{96}$$

$$\frac{a}{W} = \frac{n_a [a/S]_\varphi}{1 + \frac{2}{\pi} \cdot \frac{[a/c]_\varphi n_a / n_\varphi}{[a/S]_\varphi n_a}},$$

где для НУЭ $n_а = 3$, $n_φ = 2$: для ННУЭ, ГИ и ПЗ+НУЭ, $n_а = 2$, $n_φ = 2$; для АС и МРЗ+НУЭ, $n_а = 1$, $n_φ = 2$.

В случае, если при расчете получается $[a/S]_l > 1/3$, принимают

$$[a/S]_c = \frac{1}{3}.$$

В вязкой области могут быть использованы также и другие методики расчета, основанные на использовании критериев (80-84).

Полученные значения допустимых в эксплуатации несплошностей используют для оценки остаточного ресурса элемента конструкции, содержащего несплошность (трещину), в соответствии с рекомендациями разд. 3.4, 3,5, а также [23].

3.6. Методика расчета остаточного ресурса с учетом влияния нейтронного облучения

Принятая в ядерной энергетике технология ресурсного проектирования не позволяет, как уже отмечалось выше, с достаточной точностью прогнозировать ресурс эксплуатации элементов конструкций АЭС. Это положение в полной мере относится к такому важнейшему элементу конструкции, как корпус реактора ВВЭР, находящийся под действием нейтронного облучения.

В то же время принятая в ТПР система коэффициентов запаса прочности обеспечивает во многих случаях избыточную прочность и ресурсоспособность конструкций. Поэтому, когда обнаруживается, что какой-либо элемент конструкции не удовлетворяет действующей нормативно-технической документации, разработанной в рамках принятой в ядерной энергетике ТРП, необходимо провести дополнительный уточненный анализ прочности и ресурсоспособности, прежде чем принимать решение о ремонте, модернизации, отжиге или других мероприятиях.

Если говорить о корпусе реактора ВВЭР, то для уточнения его фактического уровня прочности и ресурсоспособности в общем случае необходимо выполнить следующие работы:

1) уточнить напряженно деформированное состояние методами натурной тензо- и термометрии (разд. 3.3). Это необходимо в связи с тем, что наиболее «жесткими» для корпуса реактора являются аварийные режимы с нестационарным температурно-гидравлическим воздействием, которые плохо поддаются расчетному анализу;

2) уточнить фактический сдвиг температуры под действием нейтронного облучения с использованием образцов типа СТ, которые дают более точные и менее консервативные оценки сдвига температуры вязко-хрупкого перехода и фактических значений K_{1c} (методика и результаты таких исследований описаны далее в разд. 5.4.1).

3) Расширить область анализа прочности с учетом квазихрупких и вязких состояний с использованием методики М-02-91, описанной в разд. 3.5;

4) при анализе сопротивления разрушению корпуса реактора учитывать поддерживающее влияние менее охрупченных и менее нагруженных слоев металла корпуса. Учет поддерживающего влияния менее охрупченных и менее нагруженных слоев металла должен вскрыть большой запас прочности и ресурсоспособности корпусов в связи с тем, что из-за большой неоднородности охрупчивания по толщине стенки и высоких градиентов напряжений в аварийных ситуациях внешние слон металла корпуса будут находиться в вязком состоянии и существенно препятствовать развитию трещины из внутренних слоев, даже если они находятся в хрупком состоянии. Учет поддерживающего влияния менее

охрупченных и менее нагруженных слоев металла можно осуществить с использованием как методики М-02-91, так и других подходов, рассмотренных далее;

5) выполнить расчет прочности и ресурса корпуса по критерию сопротивления хрупкому разрушению с учетом торможения трещины при попадании ее конца в вязкую область. Методика такого расчета, изложенная в томе 3 кода ASME (США), является одним из вариантов учета поддерживающего влияния менее охрупченных и менее нагруженных слоев металла и может быть использована в качестве прототипа для разработки соответствующей отечественной методики;

6) выполнить расчет прочности и ресурса корпуса по критерию сопротивления разрушению с учетом эффекта остановки трещины при прохождении ею стенки корпуса насквозь. Этот эффект был впервые описан и количественно проанализирован создателем концепции «течь перед разрушением» Ирвиным и сотр. [67, и др.]. Применить для корпуса реактора системы безопасности «течь перед разрушением».

7) использовать в расчетах прочности и ресурса корпуса данные о фактической дефектности корпуса. Методика определения фактической (остаточной) дефектности изложена в разд. 3.1;

8) в случае если результаты расчетов по вскрытию резервов прочности и ресурсоспособности корпуса оказались неудовлетворительными, необходимо принять меры к уменьшению остаточной дефектности корпуса.

Некоторые рекомендации по необходимым мероприятиям изложены в разд. 3.1;

9) для интегральной оценки состояния корпуса, оценки уровня его надежности и безопасности выполнить анализ прочности и ресурсоспособности в вероятностном аспекте. Такой анализ позволяет получить более точную информацию о факторах, влияющих на состояние корпуса и при необходимости выработать более обоснованные и оптимальные рекомендации по повышению ресурсоспособности, надежности и безопасности эксплуатации корпуса реактора. Методика такого анализа описана в следующем разделе.

3.7. Методика расчета прочности и ресурса в вероятностном аспекте

Цель анализа прочности и ресурса в вероятностном аспекте — получение количественных вероятностных характеристик прочности и ресурса. Как отмечалось, прочность и ее сохранение во время эксплуатации (ресурс) являются главным условием работоспособности и безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. Количественные вероятностные оценки прочности и ресурса являются, по существу, оценками надежности. Необходимость анализа прочности и ресурса в вероятностном аспекте (надежности) определяется в общем случае следующим;

1) такой анализ проводится, как правило, без использования коэффициентов запаса прочности и требует привлечения дополнительных данных о факторах, определяющих прочность и ресурс конструкции. Поэтому анализ прочности и ресурса в вероятностном аспекте позволяет получить более точную информацию о состоянии конструкции, что особенно важно для этапа эксплуатации;

2) вероятностный анализ прочности и ресурса позволяет лучше понять природу прочности данной конструкции, более точно и адекватно оценить влияние тех или иных факторов на исчерпание прочности и ресурса;

3) с учетом вероятностной природы выявляемости дефектов, свойств металла и эксплуатационного воздействия на конструкцию, можно утверждать, что вероятностный анализ прочности и ресурса, проводимый с учетом вероятностных закономерностей формирования условий сопротивления конструкции и разрушению дает возможность в большей степени правильно организовать работы в области технического обслуживания, контроля и обеспечения приемлемого уровня работоспособности и безопасности эксплуатации АЭС.

В настоящем разделе описаны основные методологические подходы при анализе прочности и ресурса с учетом зарождения новых и развития уже имевшихся несплошностей в конструкции, вероятностных закономерностей формирования остаточной дефектности и выявляемости дефектов. При этом в качестве основы для дальнейшего изложения будут использованы результаты,

изложенные в разд. 1, 2, 3.1–3.5, а также в работах [2, 3, 23, 27, 107, 108 и др.].

Вероятностные методы оценки прочности начали развиваться на рубеже 30–40-х годов. К настоящему времени имеется достаточный опыт их разработок и применения. В последние годы в связи с крупными авариями и катастрофами интерес к этим методам особенно возрос, о чем свидетельствуют публикации и международные конференции по этой теме.

У нас в стране в последнее время эти методы разрабатывали Н. А. Махутов, Ю. И. Лихачев, В. Т. Трощенко, А. А. Тутнов, В.В. Болотин, В.А. Ткачев и другие, а за рубежом К. Куссмауль, Л. Печинко, Ф. Нильсон, А. Лидьярд и др.

По мнению некоторых специалистов, широкому практическому применению вероятностных методов оценки прочности и ресурса препятствуют отсутствие достаточных статистических исходных данных и неопределенность получаемых результатов, которая обусловлена большим разбросом конечных результатов, получаемых различными авторами.

На наш взгляд, основные причины недостаточно широкого практического применения вероятностных методов оценки прочности заключаются в отсутствии четкого понимания целей, возможностей, достоинств, области применения и ограничений вероятностных методов и в отсутствии четких представлений об остаточной дефектности материала конструкции и количественных методов ее оценки.

Излагаемые ниже методы и результаты отражают опыт разработки и практического применения вероятностных методов оценки прочности и ресурса, полученного автором применительно к сосудам и трубопроводам давления АЭС [2, 3, 23, 27, 107 и др.].

Однако прежде, чем переходить к изложению методики, необходимо дать некоторые пояснения об особенностях и критериях оценки прочности, ресурса и надежности элементов конструкций в вероятностном аспекте.

При традиционных, детерминистических, расчетах в обосновании прочности, ресурса и надежности элементов конструкций используют систему коэффициентов запаса прочности. Например, при расчете прочности по критерию сопротивления вязкому разрушению

(без учета остаточной дефектности) используют два коэффициента запаса прочности: коэффициент запаса $n_{0,2}$ для предела пластичности $R_{P0,2}$ и коэффициента запаса n_m для предела прочности R_m [4]. С использованием коэффициентов запаса прочности $n_{0,2}$ и n_m определяют так называемые допустимые напряжения $[\sigma]$

$$[\sigma] = \text{меньшее из} \begin{cases} [\sigma] = \dfrac{R_{P0,2}}{n_{0,2}}; \\ [\sigma] = \dfrac{R_m}{n_m}, \end{cases} \tag{97}$$

Критерием прочности (неразрушения по вязкому механизму) при этом будет условие

$$\sigma_m \leq [\sigma], \tag{98}$$

где σ_m — действующее в конструкций так называемое мембранное (т.е. среднее по сечению) напряжение. При этом предполагается, что ресурс рассматриваемого элемента конструкции по критерию сопротивления вязкому разрушению обеспечен до тех пор, пока выполняется условие (98). Надежность этого элемента конструкции по критерию сопротивления вязкому разрушению равна 1 (т.е. вероятность разрушения равна нулю) до тех пор, пока выполняется условие (98).

Аналогичные коэффициенты запаса прочности используют при расчетах на сопротивление вязкому, квазихрупкому и хрупкому разрушению при наличии дефектности сплошности материала конструкций, при расчетах на сопротивление зарождению трещин усталости [4] и других расчетах прочности. При этом коэффициенты запаса применяют для определения не только допустимых напряжений, но и допустимого числа циклов нагружения (при расчетах на сопротивление зарождению трещины усталости), допустимой температуры эксплуатации (при расчетах на сопротивление хрупкому разрушению) и т. п.

При расчетах прочности, ресурса и надежности элементов конструкций в вероятностном аспекте коэффициенты запаса прочности, как правило, не используют, а, следовательно, не используют понятия допустимых напряжений, циклов нагружения, температур и т. п.

Цель расчетов прочности, ресурса и надежности элементов конструкций в вероятностном аспекте — определение вероятности сохранения рассматриваемой конструкцией прочности по различным критериям сопротивления разрушению.

Например, при расчетах прочности по критерию сопротивления вязкому разрушению конструкции, не содержащей трещин, определяют вероятность событий $\sigma_m \geq R_{P0,2}$ или $\sigma \geq R_m$; т.е. вероятность появления в конструкции недопустимых деформаций $P_{0,2}$:

$$P(\sigma_m \geq R_{P0,2}) = P_{0,2} \tag{99}$$

или вероятность разрушения P_m:

$$P(\sigma_m \geq R_m) = P_m.$$

Критерием приемлемого уровня прочности может служить условие типа:

$$P_m \leq [P]; \quad P_{0,2} \leq [P], \tag{100}$$

где $[P]$ — допустимый уровень вероятности разрушения.

Значение $[P]$ может лежать в диапазоне от 0 до некоторых фиксируемых конечных значений, определяемых в зависимости от назначения конструкции, последствий от ее разрушения, затрат на обеспечение высокого уровня прочности и т. п.

В настоящее время в ядерной энергетике величина $[P]$ определена в нормативных документах только для корпуса реактора типа ВВЭР. Вероятность разрушения корпуса реактора должна быть [21]:

$$P_\text{р} \leq [P_\text{р}] = 10^{-7}. \tag{101}$$

В рекомендациях МАГАТЭ предлагается суммарную вероятность разгерметизации сосудов и трубопроводов первого контура и защитной оболочки (контаймента) с выходом газообразных радиоактивных веществ в атмосферу, принимать на уровне, не более 10^{-6} (реактор · год)$^{-1}$. При этом вероятность разгерметизации контаймента принимается на уровне 10^{-1}, что означает, что вероятность разгерметизации первого контура может быть принята на уровне ~10^{-5} (реактор · год)¯1, т.е.

$$P_\text{р} \leq [P_\text{р}] \approx 10^{-5} \text{ (реактор · год)}^{-1}. \tag{102}$$

Ресурс безопасной эксплуатации в вероятностном аспекте мо-

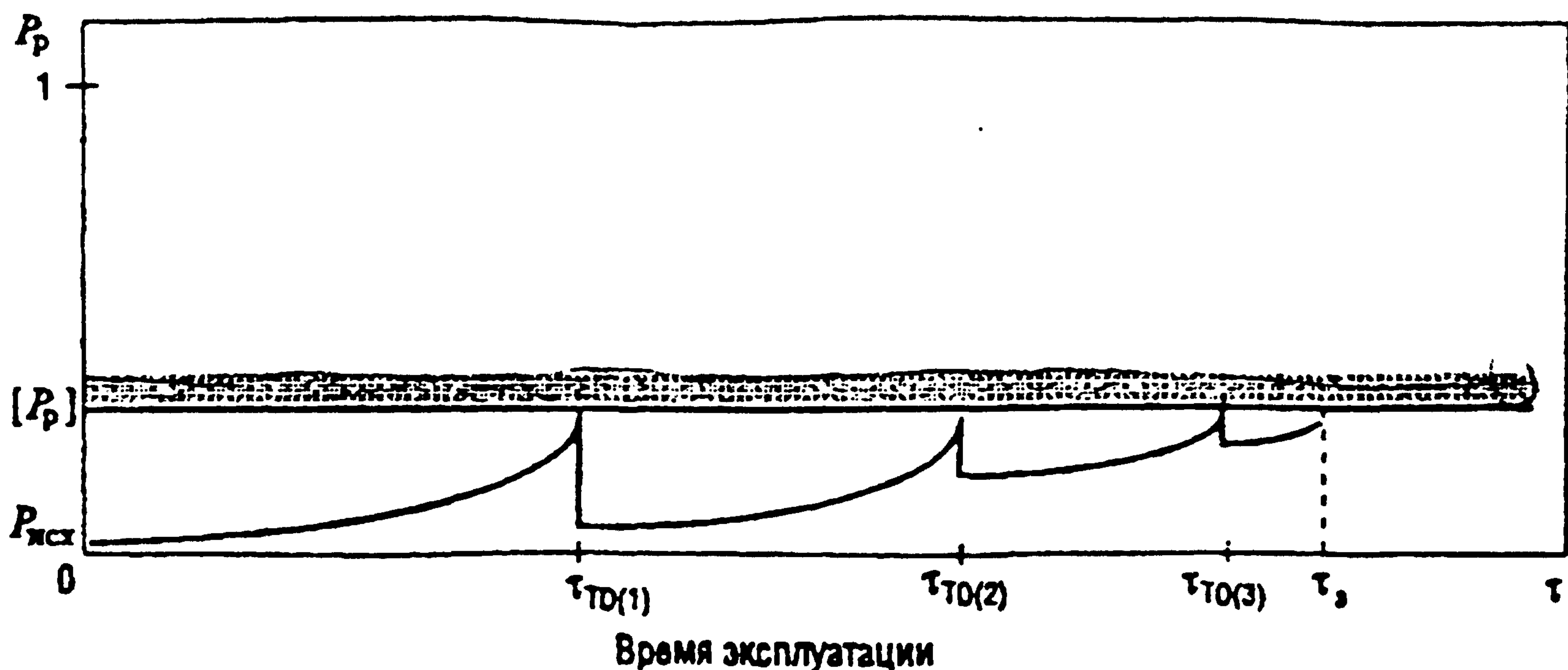


Рис. 102. Определение ресурса эксплуатации в вероятностном аспекте

жет быть определен как время, в течение которого обеспечиваются условия прочности в виде (101) или (102). На рис. 102 схематически показано определение ресурса эксплуатации в вероятностном аспекте.

Если исходный уровень вероятности равен $P_{исх}$, то во время эксплуатации вследствие развития различного рода процессов повреждения металла вероятность разрушения рассматриваемой конструкции будет увеличиваться. При достижении $P_р$ значения $[P]$ конструкцию необходимо либо выводить из эксплуатации, либо проводить технические мероприятия, приводящие к снижению вероятности ее разрушения. Такие мероприятия можно назвать техническим обслуживанием (ТО) конструкции (например, НКЭ + ремонт выявленных дефектов).

После ТО вероятность разрушения конструкции снижается (на рис. 102 это соответствует времени $\tau_{ТО(1)}$ и $\tau_{ТО(2)}$ и $\tau_{ТО(3)}$. Когда возможность снижения вероятности разрушения за счет ТО исчерпывается, наступает окончательное исчерпание ресурса эксплуатации. На схеме рис. 102 ресурс эксплуатации соответствует времени τ_3.

Надежность также можно определить через прочность как вероятность того, что рассматриваемая конструкция не разрушится или не получит деформаций недопустимых размеров. Обозначая надежность по критерию разрушения символом Нр, можно записать

$$H_р = 1 - P_р. \tag{103}$$

Под разрушением можно понимать не только стадию оконча-

тельного разрушения конструкции, но и начальные стадии разрушения, такие как появление остаточных пластических деформаций, зарождение трещин различной природы (усталости, коррозионного растрескивания, технологической природы и т.п.), развитие трещин до образования течи в сосуде давления. Вследствие этого можно говорить о надежности конструкции по различным критериям, например, надежность сосуда давления по критерию образования в нем течи через устойчивую сквозную трещину, надежность конструкции по критерию появления в ней дефекта сплошности недопустимого размера и т. п.

В дальнейшем, при рассмотрении прочности, ресурса или надежности, как правило, критерий будет оговариваться.

На статистический разброс характеристик прочности и ресурса конструкции влияет большое число факторов. Однако из них можно выделить несколько, оказывающих решающее влияние. К таким факторам можно отнести статистический разброс прочностных характеристик материала, характеристик условий эксплуатации, прежде всего термосиловых и коррозионных, а также характеристик остаточной дефектности материала конструкции, если она содержит сварные соединения, литые или другие элементы, в которых под действием технологии изготовления или условий эксплуатации могут возникнуть несплошности.

Если конструкция находится в состоянии, при котором возможно хрупкое разрушение, и имеется вероятность существования в ней несплошностей, то вероятность хрупкого разрушения такой конструкции можно описать уравнением:

$$P_р = \int_{K_{1c\min}}^{K^*_{1c\max}} \rho_{K_{1c}}(K_{1c}) \int_{\sigma^*_{\min}}^{\sigma_{\max}} \rho_\sigma(\sigma) P_a(a > a_{кр})\, da\, dK_{1c}, \qquad (104)$$

где $\rho_{K_{1c}}$ и ρ_σ — функции плотности вероятностей соответственно критических коэффициентов интенсивности напряжений K_{1c} и эксплуатационного напряжения σ; P_a — интегральная функция вероятностей существования в рассматриваемом оборудовании трещин размером не менее a.

Область интегрирования в выражении (104) определяется условием

$$\sigma f_1 \sqrt{\pi a} > K_{1c}, \qquad (105)$$

где f_1 — функция, зависящая от формы трещины, места ее расположения в конструкции, геометрических размеров трещины и конструкции. Использование условий (85) дает следующие выражения для пределов интегрирования

$$\left.\begin{aligned} K^*_{1c\,\max} &= \sigma_{\max} f_1 \sqrt{\pi a_{\max}}; \\ \sigma^*_{\min} &= K_{1c} \Big/ \left(f_1 \sqrt{\pi a_{\max}}\right); \\ a_{\text{кр}} &= K^2_{1c} \Big/ \left(\pi f_1 \sigma^2\right), \end{aligned}\right\} \qquad (106)$$

где $\sigma_{\max}$ — максимально возможное эксплуатационное напряжение; $a_{\max}$ — максимально возможный в рассматриваемом оборудовании дефект; $K_{1c\,\min}$ — нижняя граница для возможных значений коэффициента интенсивности напряжений.

Функции $\rho_{K_{1c}}$ и ρ_σ могут быть описаны уравнениями типа нормального закона Гауса. При стремлении к нулю дисперсии нормальное распределение стремится к δ-функции. В этом случае из уравнения (104) можно получить более простые выражения

$$P_{\text{р}} = \int\limits_{K_{1c\,\min}}^{K^*_{1c\,\max}} \rho_{K_{1c}}\left(K_{1c}\right) P_a\left(a > a_{\text{кр}}\right) dK_{1c} \qquad (107)$$

в отсутствие разброса σ;

$$P_{\text{р}} = \int\limits_{\sigma_{\min}}^{\sigma_{\max}} \rho_\sigma(\sigma) P_a\left(a > a_{\text{кр}}\right) d\sigma \qquad (108)$$

в отсутствие разброса K_{1c};

$$P_{\text{р}} = P_a\left[a > a_{\text{кр}} = K^2_{1c} \Big/ \left(\pi f_1^2 \sigma^2\right)\right] \qquad (109)$$

в отсутствие разброса K_{1c} и σ.

Рассмотрим последнее выражение (109) более подробно, так как в нем в наиболее простом виде проявляется прямая связь между неразрушающим контролем, остаточной дефектностью и прочностью.

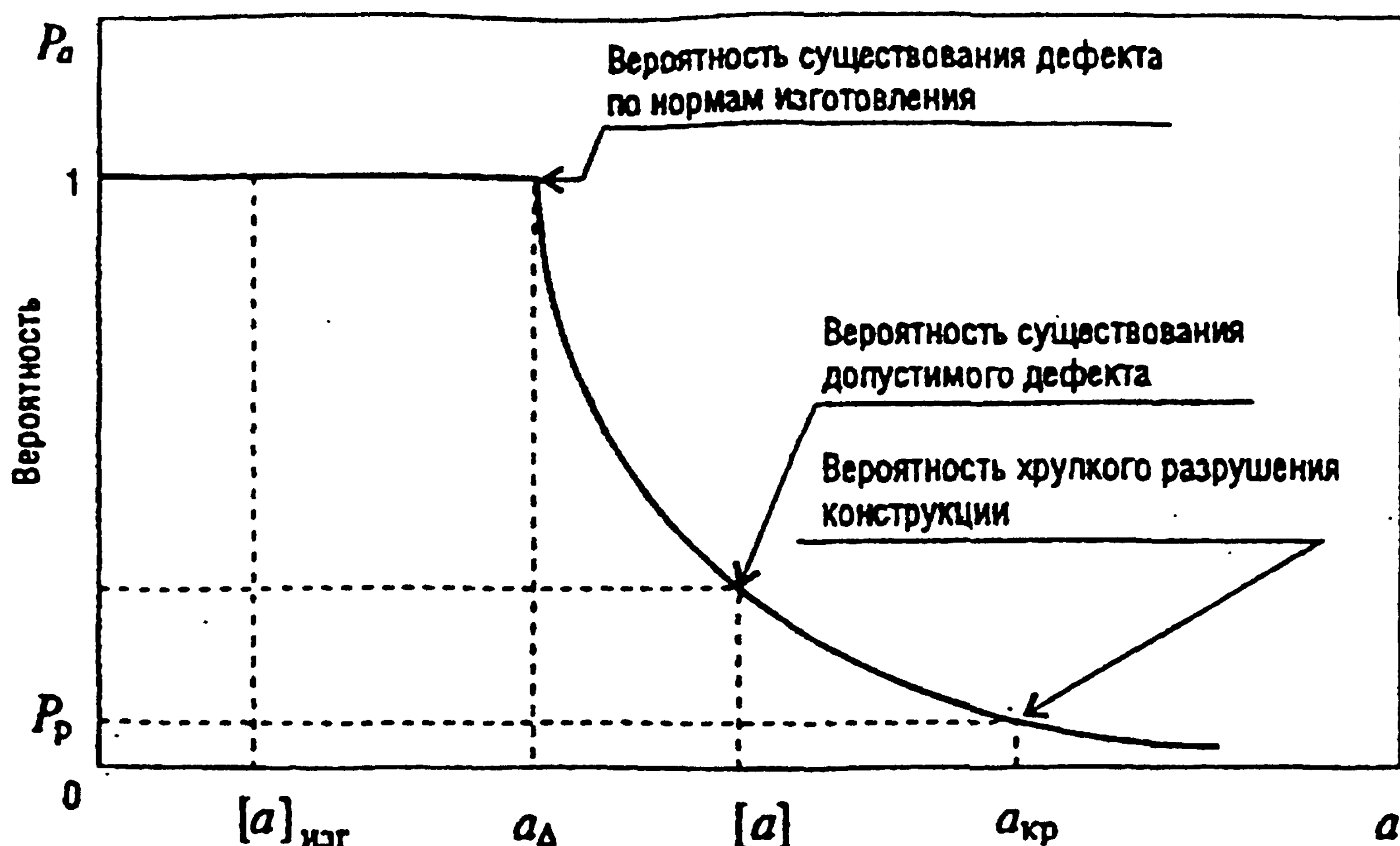


Рис. 103. Схематическое изображение решения уравнения (109) с использованием кривой остаточной дефектности. (На схеме также показаны вероятности существования в конструкции дефектов $a \geq [a]$, т.е. вероятность ремонта при использовании норм дефектности при эксплуатации, и вероятность $a \geq [a]_{изг}$, т.е. вероятность ремонта при использовании норм дефектности при изготовлении)

Действительно, в соответствии с уравнением (109) вероятность разрушения $P_р$ равна вероятности существования в элементе конструкции несплошности с размером $a \geq a_{кр}$. Вероятность существования в материале конструкции дефекта $a \geq a_{кр}$ определяется функцией остаточной дефектности P_a, т.е. вероятностной частью остаточной дефектности. Критический размер несплошности определяется по уравнениям разд. 3.5, или в данном случае коэффициентом K_{1c} и действующим в рассматриваемом элементе конструкции напряжением σ. На рис. 103 графически изображена схема решения уравнения (109).

При необходимости учета двух размеров несплошности можно использовать уравнения разд. 3.1. Соответствующее графическое изображение функции $P_{a,c}(a,c)$ дано на рис. 104. Критические значения несплошностей [a, c] находят по уравнениям разд. 3.5, а также [23].

Уравнения типа (104—109) были получены также для квазихрупких и вязких состояний материала конструкции. При этом в качестве основы для описания предельных состояний элементов конструкции с трещиной использовали выражения разд. 3.5.

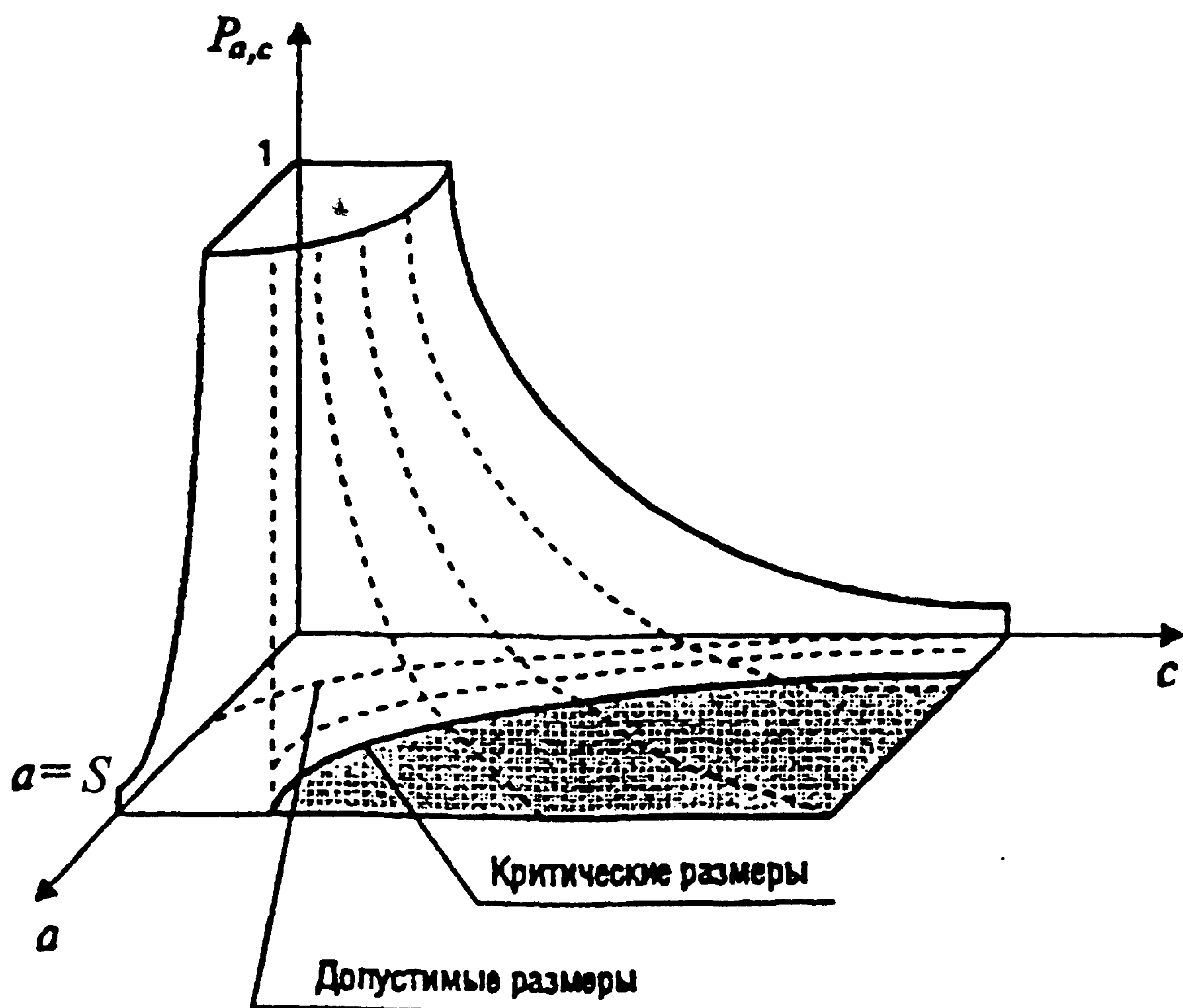


Рис. 104. Интегральная плотность распределения вероятностей существования дефектов с размерами $(a, c) > (a', c')$

Чтобы учесть влияние времени эксплуатации на вероятность разрушения, оценивают подрастание несплошности с исходными размерами $(a, c)_{исх}$ за время эксплуатации по формулам разд. 3.4. Для расчета принимают новую зависимость $P_{a\tau}$ с учетом подрастания за время τ. Для приближенной оценки уравнения $P_{a\tau}$ можно использовать выражение

$$P_{a\tau} = \exp\left[\frac{\gamma\left(a_{\max} - a_\Delta\right)}{\left(a_{\max} - a_\Delta\right) + \left(\Delta a_{\max} - \Delta a_\Delta\right)}\left(a - a_\Delta - \Delta a_\Delta\right)\right], \quad (110)$$

где $a_{\max}$ — максимально возможный дефект в рассматриваемом элементе конструкции до начала эксплуатации; $\Delta a_{\max}$ — увеличение размера $a_{\max}$ во время эксплуатации; Δa_Δ — увеличение размера a_Δ во время эксплуатации τ. Возможны также другие варианты определения уравнения для $P_{a,\tau}$.

Уравнение (110) в совокупности с уравнением разд. 3.4 и 3.5 и уравнениями типа (104—109) позволяют оценивать изменение вероятности разрушения во время эксплуатации или, другими

словами, оценивать ресурс эксплуатации во взаимосвязи с текущей надежностью конструкции.

При использовании описанной выше методики расчетов были разработаны компьютерные программы для расчета вероятности разрушения с учетом результатов дефектоскопического контроля. Результаты расчетов с использованием этих программ даны в гл. 5.

Приведенные в разд. 3.1—3.7 методики каждая в отдельности или в различных сочетаниях позволяют получить более точную информацию о ресурсоспособности рассматриваемого элемента конструкции. Эта информация необходима как для получения подтверждения о возможности дальнейшей эксплуатации конструкции (если результаты анализа положительны), так и для принятия обоснованных решений о методах и технологиях повышения ресурсоспособности конструкции, если результаты анализа оказались отрицательными.

Глава 4
ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИЙ НА АЭС

4.1. Вскрытие резервов прочности и ресурсоспособности

Спроектированные, изготовленные и находящиеся в эксплуатации на АЭС элементы конструкций имеют физический ресурс, который является объективным физическим свойством данной конструкции. Различные оценки физического ресурса носят, в общем случае, субъективный характер и зависят от уровня развития науки о прочности, выбранных методов анализа, квалификации специалиста и т. п.

Сами по себе методы оценки ресурса и полученные с их использованием результаты не могут воздействовать на физический ресурс конструкции. Воздействовать на физический ресурс конструкции можно только изменением ее физического состояния или условий ее работы.

Для этого необходимо выполнить уточненную оценку ресурса эксплуатации.

Как показывает практический опыт, во многих конкретных случаях уточненная оценка ресурса позволяет избежать воздействия на физический ресурс конструкции (которое, как правило, связано с большими временными и материальными затратами и может привести к большим экономическим убыткам).

Объективные предпосылки для обоснования возможности продолжения эксплуатации конструкции на основе уточненных оценок ее ресурса заключаются в следующем:

Во-первых, принятая в современной технике концепция ресурсного проектирования содержит положения, обеспечивающие консервативность при проектировании конструкции или детали.

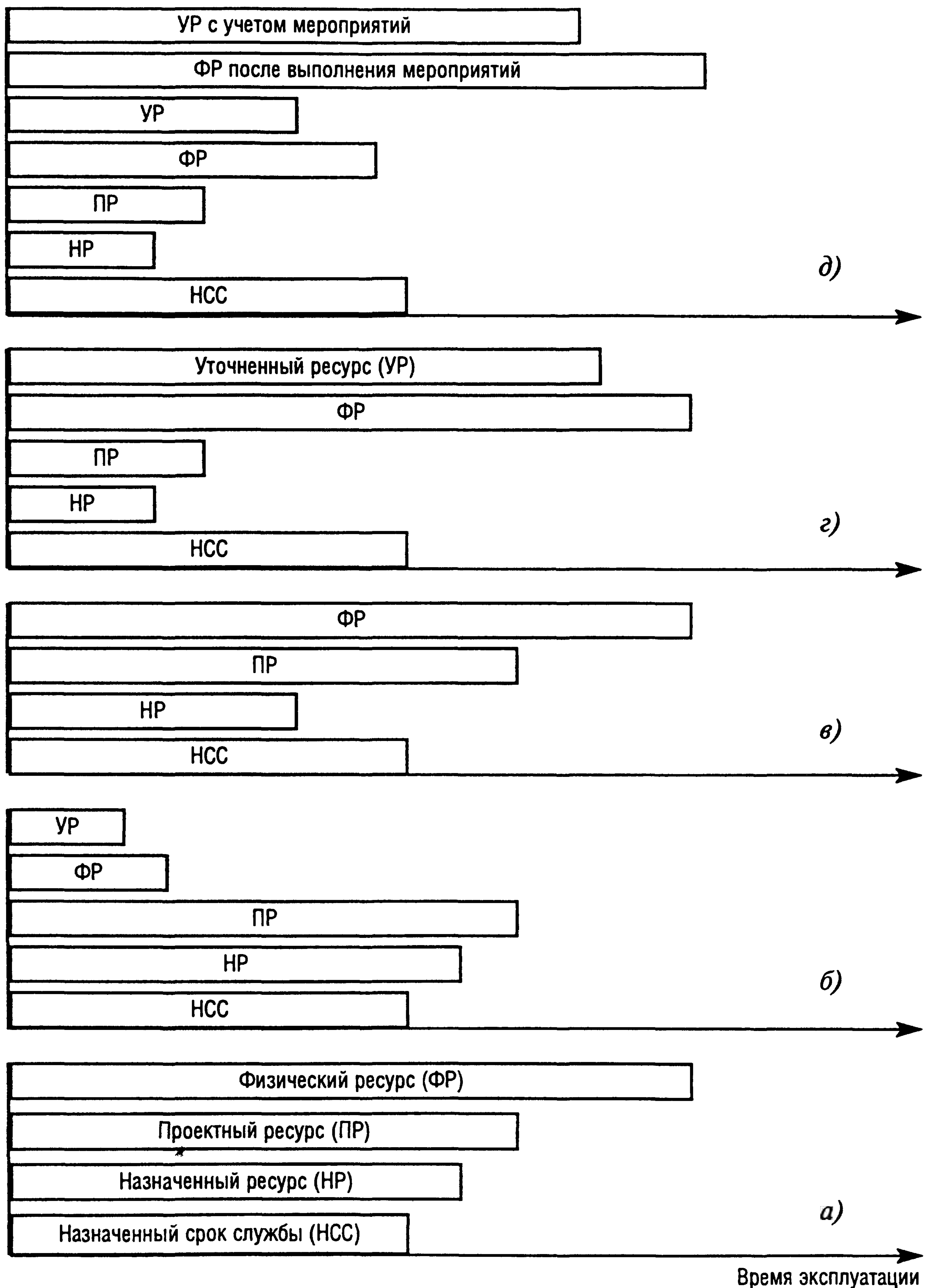


Рис. 105. Варианты соотношения различных ресурсов:
а — предполагаемый при проектировании; *б* — часто встречающийся на практике; *в* — исчерпание назначенных ресурсных характеристик; *г* — исчерпание ресурса в соответствии с принятой ТРП; *д* — восстановление физического ресурса

В соответствии с этой концепцией назначенный ресурс эксплуатации, как правило, превышает назначенный срок службы, а проектный ресурс, как правило, больше назначенного ресурса. Физический же ресурс конструкции, должен быть существенно больше как назначенного срока службы, так и проектного и назначенного ресурса (рис. 105,*а*).

Во-вторых, при проектном обосновании ресурса конструктор ориентируется на так называемые номинальные исходные характеристики, которые соответствуют минимально допустимым прочностным свойствам материала конструкции и максимально неблагоприятным условиям эксплуатации. После изготовления и начала эксплуатации появляется возможность использовать не номинальные, а фактические исходные данные и на этом пути, как правило, уменьшить консерватизм проектных оценок ресурса.

В третьих, при проектировании практически невозможно реализовать принцип равнопрочности конструкции, в связи с чем большая ее часть обладает существенной избыточной прочностью и ресурсоспособностью.

В четвертых, при проектировании используют запасы прочности, которые могут быть уменьшены при получении уточненных данных о геометрии конструкции, свойствах материала, из которого она изготовлена, условий ее эксплуатации, а также получении положительного опыта ее предшествующей эксплуатации.

В пятых, в связи с научно-техническим прогрессом во время эксплуатации может появиться возможность применить более совершенные методики расчета по сравнению с методиками, использованными на стадии проектирования.

Конкретные варианты, когда выполнение уточненной оценки ресурса является эффективным, показаны на рис. 105.

На рис. 105,*а* показан вариант в соответствии с принятой технологией ресурсного проектирования (ТРП) (если бы ТРП была совершенной и не имела бы недостатков). В действительности же, как было показано в гл. 1, часто фактически реализованный физический ресурс оказывается меньше назначенного ресурса и назначенного срока службы. С этим связаны неожиданные отказы элементов конструкций и оборудования, внеплановые простои, аварии, а порой и катастрофические ситуации. Выполнение

уточненных оценок ресурса эксплуатации перед началом эксплуатации позволило бы своевременно принять необходимые меры и уменьшить или даже избежать многих неприятностей во время последующей эксплуатации (рис. 105,*б*).

Во время эксплуатации иногда возникает ситуация, когда ресурс исчерпывается по показаниям назначенных ресурсных характеристик (рис. 105,*в*). Например, до истечения назначенного срока службы число определенных режимов эксплуатации достигло предельного значения, указанного в регламенте на эксплуатацию, или коррозионный износ превысил установленную в проекте величину. В этом случае уточнение ресурса можно провести с использованием поверочного расчета прочности, выполненного на стадии проектирования. Часто такие расчеты содержат предельно допустимые проектные характеристики ресурса и, как правило, с использованием этих расчетов можно снять возникшие ограничения на ресурс эксплуатации конструкции.

Более сложной ситуацией является вариант, когда достигнуты и проектные и назначенные ресурсные характеристики (рис. 105,*г*). В этом случае уточненные данные об остаточном ресурсе можно получить с использованием методик гл. 3.

Если же результаты анализа с использованием методик гл. 3 дали отрицательные результаты, в этом случае необходимо воздействие на физический ресурс конструкции с целью повышения ее ресурсоспособности. Однако выбор и обоснование достаточности выбранного варианта воздействия необходимо проводить с использованием методик, описанных в гл. 1—3.

Способы воздействия на физический ресурс обсуждены в разд. 4.3—4.7. Однако, прежде чем переходить к этим разделам, необходимо рассмотреть еще один вариант, связанный с практическим использованием результатов уточненного анализа остаточного ресурса.

4.2. Введение компенсирующих мероприятий

Компенсирующие мероприятия вводятся в варианте (см. рис. 105,*г*), когда точно доказано, что физический ресурс превышает назначенный срок службы, а результаты уточненной оцен-

ки остаточного ресурса по каким-либо причинам недостаточно убедительны (например, показали сниженные коэффициенты запаса прочности).

К компенсирующим мероприятиям при продлении срока эксплуатации конструкции можно отнести:

проведение дополнительных исследований остаточного ресурса в процессе эксплуатации с целью еще большего уточнения ресурсоспособности конструкции;

проведение внеочередных гидроиспытаний на прочность;

проведение гидроиспытаний избыточным давлением, существенно превышающим рабочее;

проведение внеочередных освидетельствовании состояния конструкции, включая выполнение неразрушающего дефектоскопического контроля;

выполнение неразрушающего контроля техническими средствами с повышенной чувствительностью;

ужесточение контроля характеристик эксплуатационного воздействия на конструкцию;

применение систем безопасности «течь перед разрушением».

4.3. Ремонт

Ремонт является наиболее распространенным и простым способом восстановления ресурсоспособности конструкции до приемлемого уровня. Наиболее часто ремонт применяют для восстановления ресурсоспособности элементов конструкций и оборудования, имеющих дефекты сплошности технологической природы (трещины, каверны и т. п.). В этом случае ремонт может быть выполнен либо с применением сварки, либо без нее, когда можно ограничиться только механической вышлифовкой дефекта.

Правильно обосновать более эффективный вариант ремонта можно методом прочностного расчета. Технология ремонта сваркой должна удовлетворять нормативному документу [69].

В тех случаях, когда необходимо восстановить исходный уровень механических свойств или уменьшить технологические остаточные напряжения, применяют термическую обработку, которую также можно рассматривать как один из видов ремонта.

Как правило, ремонт бывает эффективен в случае устранения дефекта технологической природы.

Если причина появления дефекта — недостаток конструирования, как правило, необходима реконструкция.

4.4. Реконструкция

Реконструкция, в отличие от ремонта, связана с изменением проектных характеристик конструкции и/или проектных условий ее эксплуатации.

Реконструкция данного элемента конструкции, как правило, проводится на всех однотипных энергоблоках.

В случае морального старения также необходима реконструкция.

4.5. Изменение условий эксплуатации

Изменение условий эксплуатации является частным случаем реконструкции, так как оно связано с изменением проектных характеристик. Однако во многих случаях изменение условий эксплуатации может быть достигнуто без внесения конструктивных изменений в энергоблоках. Например, внесение запрета на некоторые режимы, типа запрета на закрытие главных запорных задвижек на реакторах типа ВВЭР-440, снижение рабочего давления, температуры и мощности реактора и др.

4.6. Замена элемента конструкции на новый

Восстановление исходного состояния элемента конструкции путем замены поврежденного элемента на новый является разновидностью ремонта.

Замена поврежденного элемента конструкции на новый целесообразна в случае малой его стоимости и простоты технологии замены.

К таким элементам конструкций, очевидно, относятся детали крепежа, прокладки, крышки фланцевых разъемов, выемные детали насосов и задвижек и т. п.

Замена таких элементов конструкций, как парогенераторы, ба-

рабан-сепараторы, барботажные баки, главные трубопроводы и т.п. нецелесообразна, в связи с большой стоимостью перечисленных элементов, а также в связи с необходимостью выполнения стыковых сварных соединений в условиях АЭС.

4.7. Обобщенный алгоритм работ по оценке и управлению ресурсом

Обобщенный алгоритм работ по оценке и выбору оптимального варианта воздействия на физический ресурс (управление ресурсом) показан на рис. 106.

Указанный алгоритм был впервые разработан и реализован в работах по продлению срока службы I энергоблока БелАЭС в 1980 г., и затем неоднократно использовался при решении ресурсных задач на других АЭС.

Окончательный выбор вариантов воздействия на физический ресурс элемента конструкции проводится с использованием критериев технической и экономической эффективности, а также большей технологичности.

Так, например, из 10 предложенных вариантов выбираются те, которые обеспечивают остаточный ресурс эксплуатации (первый этап отбора вариантов — рис. 107). Пусть технической эффективностью обладают только 5 вариантов. Из прошедших первый этап 5-ти вариантов на втором этапе технологически приемлемыми оказались только 2 варианта. Из оставшихся 2-х вариантов для окончательной реализации выбирается более экономичный вариант.

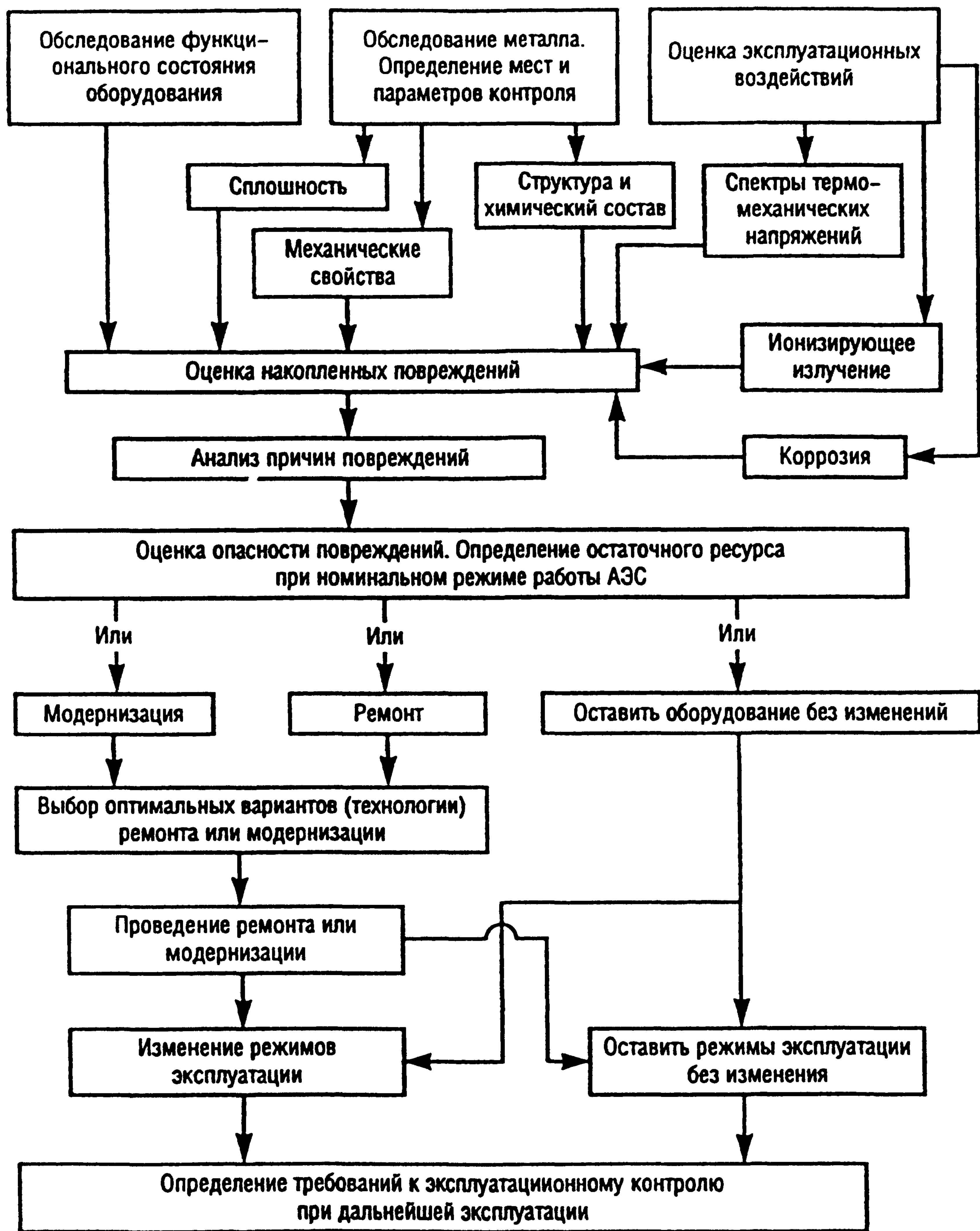


Рис. 106. Обобщенная схема работ при продлении ресурса эксплуатации

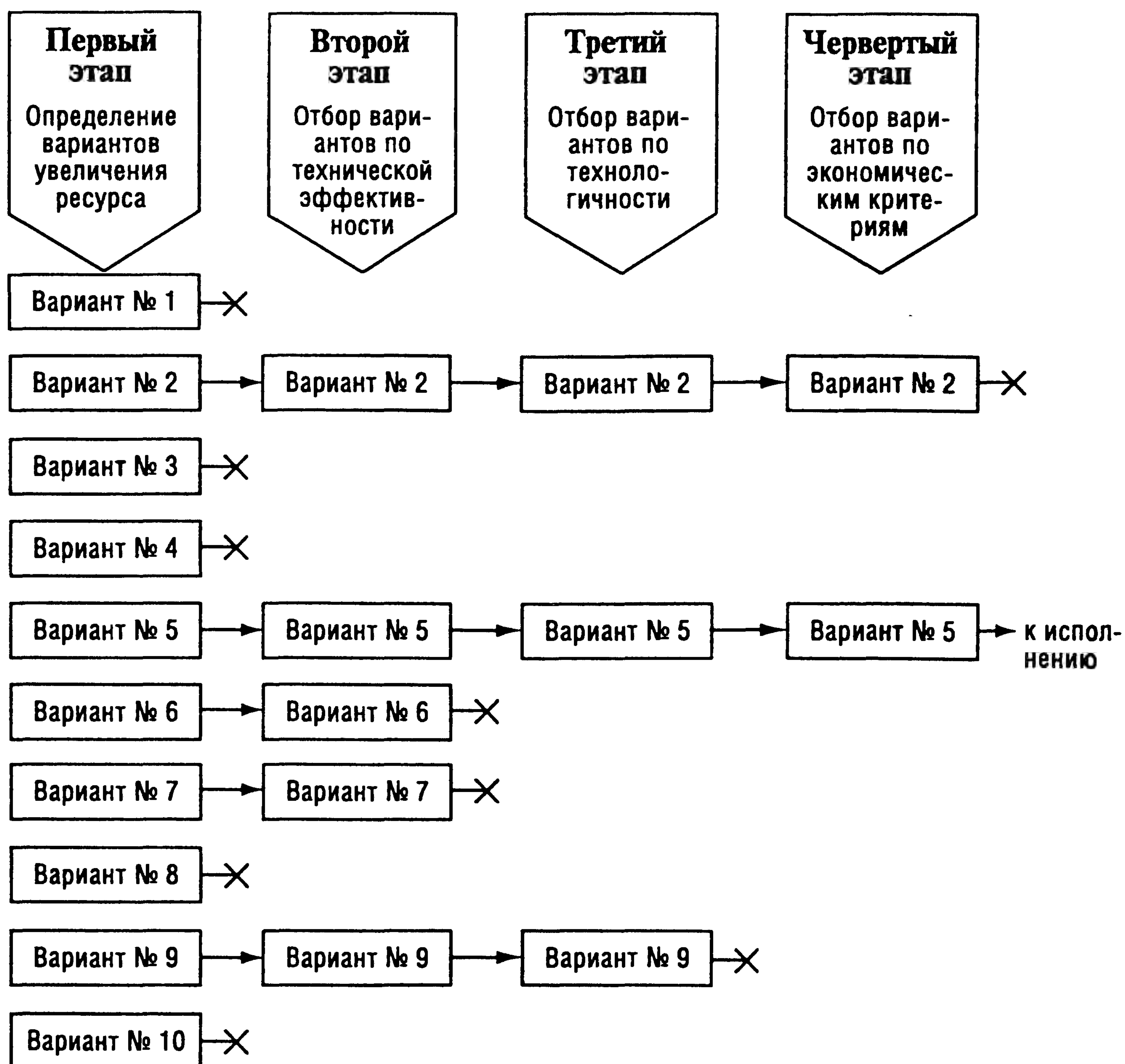


Рис. 107. Последовательность отбора наиболее оптимального варианта увеличения физического ресурса эксплуатации элемента конструкции

Глава 5
ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЯ РЕСУРСНЫХ ЗАДАЧ ВО ВРЕМЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС

5.1. Классификация ресурсных задач, возникающих во время эксплуатации АЭС

В работе [22] выделены четыре группы ресурсных задач (в зависимости от условий эксплуатации):

1) оценка остаточного ресурса при эксплуатации в номинальных условиях при нормальном состоянии элементов контура;

2) оценка остаточного ресурса по фактическому состоянию металла, когда эксплуатация проводится в номинальных условиях в пределах назначенного срока службы;

3) уточненная оценка остаточного ресурса, когда имелись отклонения от номинальных требований к условиям эксплуатации и состоянию элементов конструкции;

4) оценка остаточного ресурса для условий эксплуатации, существенно отличающихся от проектных, или для состояния металла (или конструкции), не соответствующего требованиям ТУ.

В предыдущем разделе ресурсные задачи сгруппированы в зависимости от соотношений физического и расчетного ресурсов и НСС (см. рис. 105).

В работе [68] выделены три направления в решении ресурсных задач: научное, нормативно-методическое и правовое (рис. 108).

В общем случае в настоящее время ресурсные задачи можно сгруппировать следующим образом.

1. **По методологии**, а также комплексу использованных методов и технологий в рамках данной методологии можно выделить три направления:

1.1. Технология (методология) ресурсного проектирования; методы и технология описаны в гл. 1 и 4.

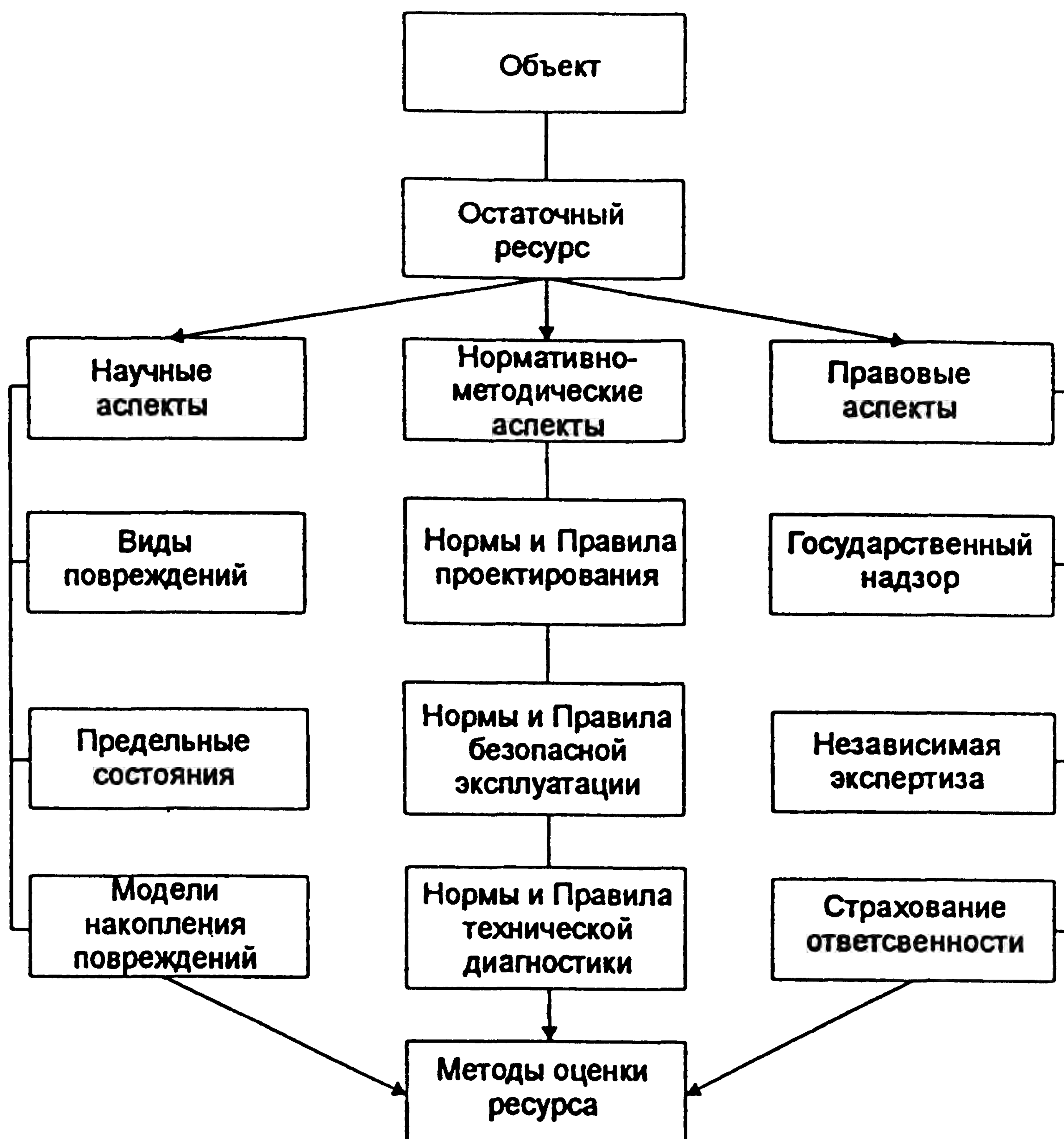


Рис. 108. Структура системы оценки остаточного ресурса

1.2. Оценка остаточного ресурса по фактическому состоянию металла (контроль и ремонт).

1.3. Системная технология решения ресурсных задач (СТР). Предусматривает использование методов и технологий, описанных выше в гл. 1—4, а также методологии и некоторых методов, описанных в работах [2, 3, 28, 108 и др.].

2. **По знаку времени** можно выделить два больших класса ресурсных задач:

2.1. Прямые ресурсные задачи, которые позволяют прогнозировать ресурсные характеристики и обосновывать технические мероприятия, позволяющие обеспечивать требуемый ресурс эксплуатации конструкции.

2.2. Обратные ресурсные задачи, которые решаются при ана-

лизе причин повреждения конструкции и причин, обусловивших непроектные темпы исчерпания проектного ресурса. В обратных ресурсных задачах время направлено отрицательно, в прошлое. Целью решения обратных задач является воссоздание процесса исчерпания ресурса эксплуатации конструкции.

3. **По хронологии** можно выделить ресурсные задачи, решаемые на различных стадиях:

3.1. Проектно-конструкторские работы.

3.2. Изготовление и монтаж.

3.3. Эксплуатации включая пуско-наладку.

3.4. Исчерпание НСС, вывод из эксплуатации или продолжение эксплуатации за пределами НСС.

4. **По производственной ситуации**, обусловливающей необходимость решения ресурсной задачи:

4.1. Нарушения условий эксплуатации, повлекшие за собой повреждение металла, нарушение геометрии конструкции в целом или ее части.

4.2. Выявление во время эксплуатации дефектов сплошности металла конструкции.

4.3. Старение металла по темпам, превышающим проектные, включая радиационное.

4.4. Выявленные на АЭС отклонения в свойствах металла, превышающие требования ТУ и др. документов.

4.5. Отклонение от требований чертежной документации, выявляемые на АЭС во время измерительного контроля.

4.6. Преждевременное исчерпание режимных ресурсных характеристик (число циклов пусков-остановов, гидроиспытаний и т.п.).

4.7. Преждевременное исчерпание запасов на толщину стенки конструкции (или других геометрических размеров).

4.8. Отклонение от проектных режимов эксплуатации без видимых повреждений металла и конструкции.

4.9. Моральное старение элементов конструкций или энергоблока в целом;

4.10. Текущая периодическая оценка остаточного ресурса по фактическому состоянию металла и конструкции в целом, а также по условиям эксплуатации;

4.11. Приближение исчерпания НСС.

4.12. Нормативно-правовое регулирование решения ресурсных задач.

Ниже приведены примеры решения ресурсных задач, возникавших на АЭС в период с 1976 по 1998 гг. Эти задачи были решены в рамках системной методологии с использованием методов и технологий, приведенных в предыдущих разделах.

При решении задач использовали обобщенный алгоритм, приведенный на рис. 106.

В рамках системной методологии можно также выделить четыре этапа работ [70].

На первом этапе выполняются работы, предусмотренные существующей технологией ресурсного проектирования и обеспечения ресурса во время эксплуатации. Выполнение работ по оценке и обеспечению ресурса, предусмотренных указанными технологиями (а также и соответствующими нормативными документами, такими как Нормы прочности АЭС, Правила устройства и безопасной эксплуатации АЭС, Правила контроля сварных соединений и наплавок (ОП и ПК), Инструкции по контролю состояния металла и др.), является обязательным этапом системного подхода. Этот этап должен выявить и обеспечить ресурсные характеристики, которые можно назвать базовыми.

В связи с тем, что определенный и обеспеченный указанным выше способом базовый ресурс может существенно отличаться от фактического в неконсервативную сторону, в предлагаемом подходе предусмотрен второй этап работ, цель которого — уточнить оценку индивидуального остаточного ресурса эксплуатации рассматриваемого элемента конструкции или оборудования с помощью данных о состоянии металла в конструкции в целом, а также методов, изложенных гл. 1—3.

Третий этап системной технологии предусмотрен для элементов конструкций, исчерпавших ресурс эксплуатации из-за физического износа (наличие трещин или других дефектов сплошности, коррозионные повреждения и т.п.) или в случае, когда уточненный индивидуальный остаточный ресурс оказался меньше требуемой величины.

На этом этапе происходит выбор и обоснование дополнительных мероприятий с целью повышения ресурсоспособности конструкций (см. гл. 4).

Критерием приемлемости мероприятия служит возможность обеспечить с его использованием нужный ресурс и экономическую целесообразность.

Заключительный четвертый этап работ предусматривает анализ безопасности эксплуатации конструкции.

Эти работы выполняют в обязательном порядке для случая исчерпания ресурса при моральном износе, невозможности обеспечения нормативных запасов прочности, а также при других существенных отклонениях в состоянии металла конструкции или условий эксплуатации от требований НТД. Анализ безопасности выполняют с помощью методов механики разрушения, методов оценки расхода теплоносителя через сквозные устойчивые трещины, а также вероятностных методов оценки прочности, ресурса и надежности конструкции.

По результатам работ четвертого этапа могут быть назначены дополнительные компенсирующие мероприятия.

Системная технология оценки и управления ресурсом элементов конструкций и оборудования прошла многократную практическую проверку в отрасли при решении конкретных практических задач на АЭС. С ее использованием можно обеспечить либо гарантированный, либо гамма процентный остаточный ресурс эксплуатации с заданной надежностью, а также безопасность эксплуатации на уровне не ниже 10^{-6}—10^{-7} (реактор · год)$^{-1}$.

Некоторые примеры, иллюстрирующие практическое применение различных элементов системной технологии на АЭС, приведены ниже в разд. 5.2—5.9.

5.2. Нарушения условий эксплуатации с повреждением металла и/или конструкции

*5.2.1. Барботажный бак (ББ) I энергоблока ЗапАЭС [71-73]**

Барботажный бак (ББ) предназначен для сброса избыточной паровой фазы из компенсатора объема (КО) с целью снижения давления в первом контуре реакторной установки (рис. 109). Материал ББ — сталь 08Х18Н10Т, диаметр — 2,5 м (рис. 110). ББ наполовину заполнен холодной водой, в которой находятся трубки с отверстиями, обеспечивающими равномерное распределение выхода пара из КД. Пар из КД выходит только в случае открытия специального клапана.

Проектное рабочее давление в ББ принято на уровне 8 кгс/см^2 (27 циклов), давление гидроиспытания — 10 кг/см^2 (3 цикла). При срабатывании клапанов КД в ББ поднимается давление и температура. В этих режимах в проекте принято:

1) повышение давления до 3 кг/см^2 и температуры до 100 °С с перепадом температуры на цилиндрической части корпуса ББ Δt = 80 °С — 260 циклов;

2) повышение давления до 3 кгс/см2 и температуры Δt = 70 °С с перепадом на стенке цилиндрической части 50 °С — 390 циклов;

3) для днища повышение температуры до 100 °С с перепадом на стенах Δt = 80 °С — всего 650 циклов;

4) режим с разрывом предохранительной мембраны при давлении 6,8 кгс/см^2 и температуре 179 °С с максимальным перепадом на стенке Δt = 159 °С — 18 циклов.

ББ был спроектирован в соответствии с Нормами прочности АЭС [74] с коэффициентами запаса прочности по пределу теку-

---

* Руководство работой осуществлялась автором и Н.А. Махутовым, тензометрирование выполнено Б.Е. Никитиным, Ю.К. Михалевым и Б.И. Вороной, металлографические исследования — Л.Н. Лютовой, измерение твердости — М.Б. Бакировым, расчеты трещиностойкости — В.Ю. Зубовым, расчеты прочности и устойчивости при статическом нагружении — Т.Н. Красногорцевой, расчет по сопротивлению на усталость — А.Ф. Гетманом. Кураторами работы были от главного конструктора — Ю.В. Молев, от Запорожской АЭС — В.Н. Прасолов, Ищенко и В.И. Мурашов.

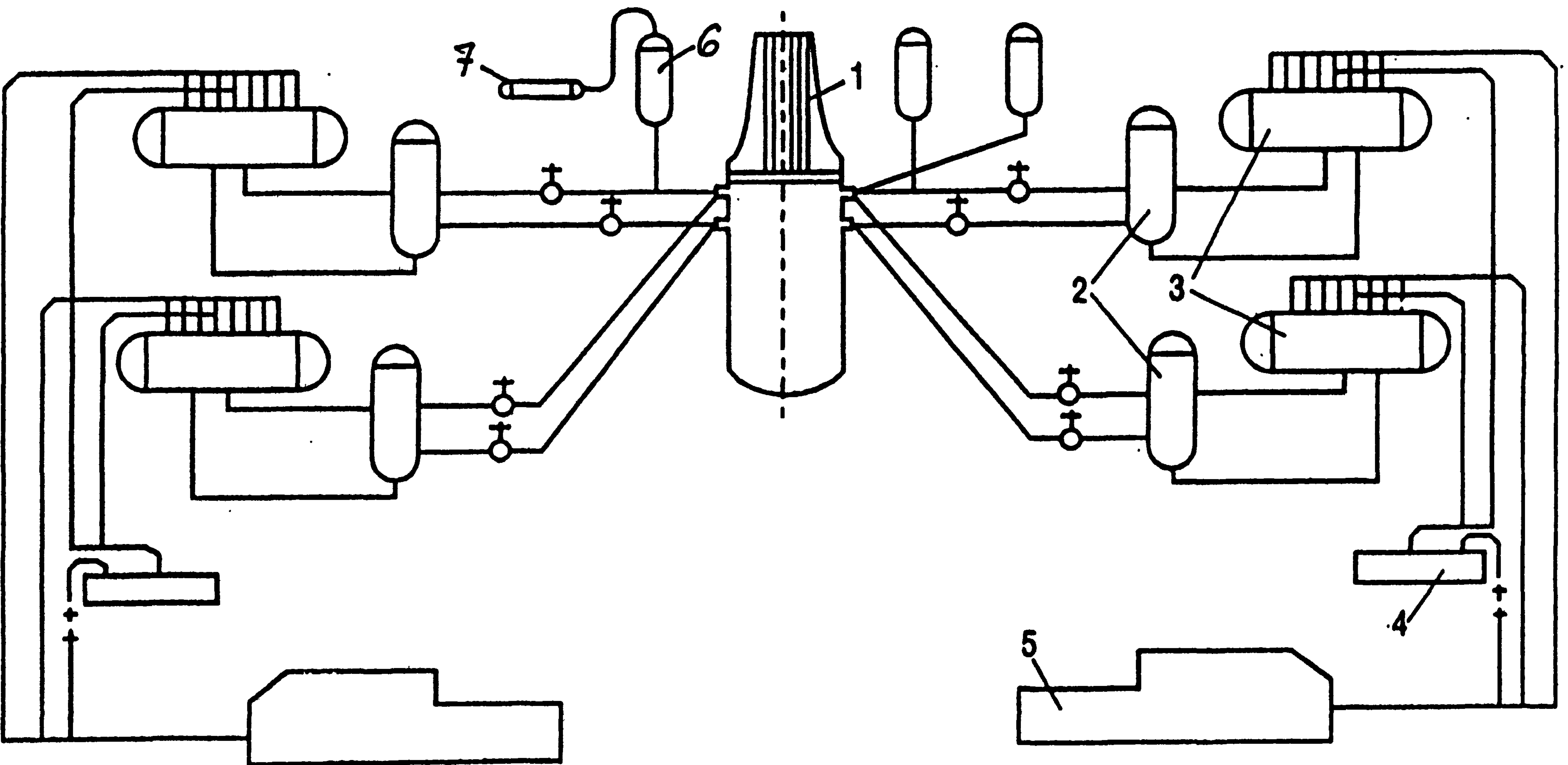


Рис. 109. Технологическая схема АЭС с реактором ВВЭР-1000:

1 — реактор; *2* — главный циркуляционный насос; *3* — парогенератор; *4* — питательный насос; *5* — турбогенератор; *6* — компенсатор давления; *7* — карботажный бак

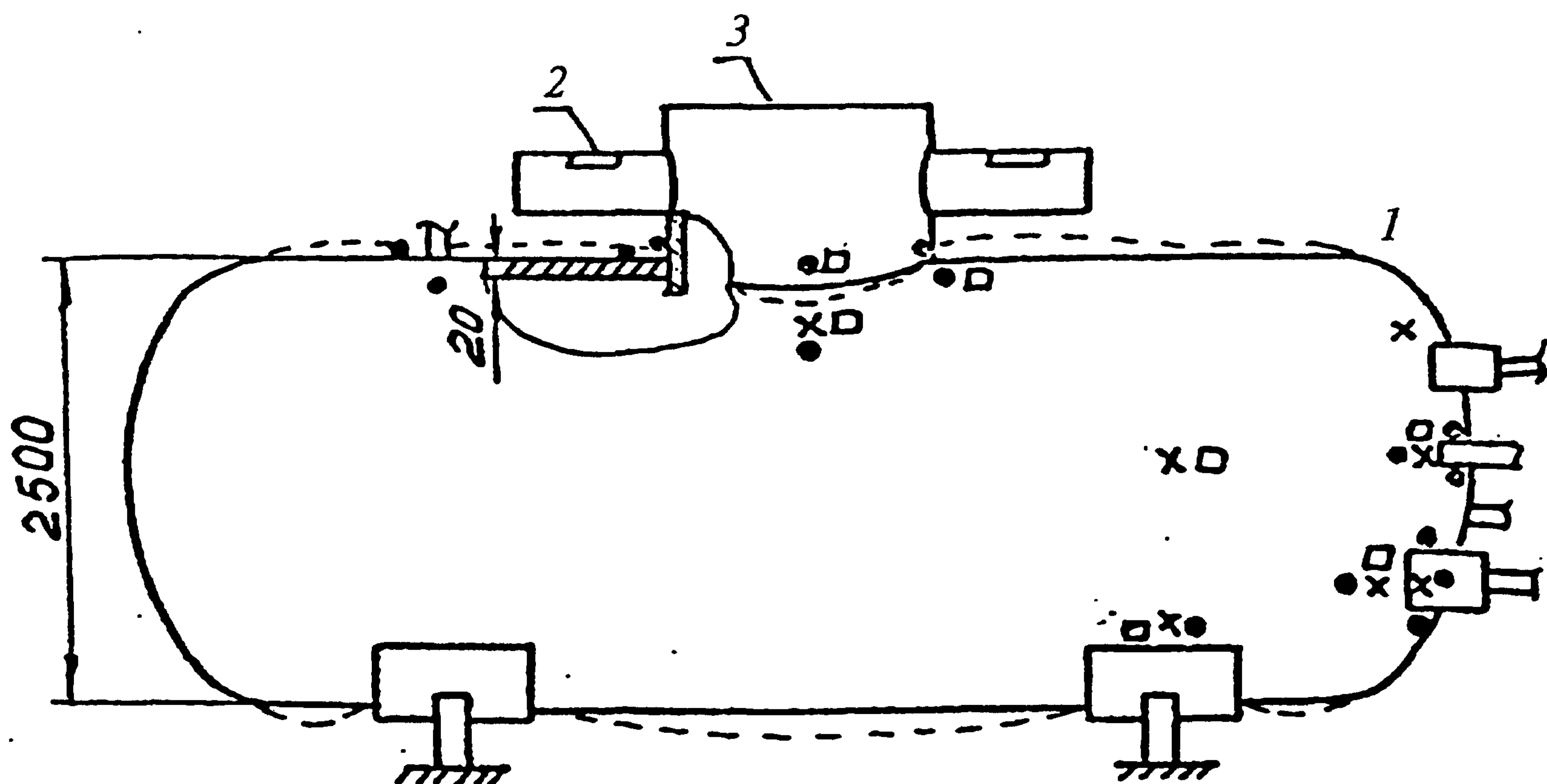


Рис. 110. Изменение формы бака после АС:
1 — барботажный бак; *2* — предохранительная мембрана; *3* — смотровой люк; О — места установки транзисторов; ✕— места измерения твердости; ▢ — места установки полистирольных реплик

чести — 1.5; по пределу прочности — 2.6; по числу циклов нагружения (по ресурсу) — 10.

Описание аварийной ситуации. В период пуско-наладочных работ произошла непосадка клапана на КД, и пароводяная смесь из КД стала поступать в ББ под давлением 160 кгс/см^2 и с температурой 300 °С.

В условиях, когда операторы РУ не получили информации о непосадке клапана КД, а предохранительная мембрана ББ еще не была установлена (соответствующее место в ББ было заварено толстой пластиной на заводе-изготовителе), пароводяная смесь из КД поступала в ББ неопределенно длительное время (видимо, несколько часов). Способность к барботажу пароводяной смеси была исчерпана, температура ББ существенно превысила 100 °С, под действием вибрации были оторваны внутрикорпусные устройства. По появлению нехарактерного шума персоналом АЭС была зафиксирована аварийная ситуация, после чего клапан КД был закрыт вручную, и прекращено поступление пароводяной смеси в ББ.

Из информации, полученной визуально и по шумовому эффекту, было ясно, что ББ сильно повредило: разрушены внутрикорпусные устройства, заметно изменилась форма ББ вследствие ос-

таточных пластических деформаций, вызванных непроектным избыточным давлением и температурой, существенно превысившими расчетные значения.

Последующее обследование ББ показало, что остаточная деформация обечаек цилиндрической части ББ составила 5%, овальность люка лаза — 15%, в районе сварных швов приварки люка лаза к цилиндрической части корпуса — надрывы и трещины с внешней и внутренней сторон. Расчетный анализ давления, которое могло бы привести к указанным выше деформациям, показал, что максимальное давление в аварийной ситуации достигло 48 кгс/см^2 и в шесть раз превысило расчетное рабочее давление.

В соответствии с действовавшей на тот момент НТД, остаточный ресурс ББ был равен 0 и эксплуатация ББ не допускалась, необходима была его замена на новый.

Оценки специалистов АЭС и монтажных организаций показали, что замена поврежденного ББ на новый отодвинет пуск энергоблока в эксплуатацию не менее чем на 3 мес, а с учетом необходимости изготовления и транспортировки нового ББ из г. Барнаула в г. Энергодар — еще больше.

Стоимость нового ББ составляла 1 млн. руб., а общие убытки АЭС от аварии (с учетом простоя и стоимости демонтажа — монтажа) могли составить не менее 23 млн. рублей (или около 40 млн. долл. США по курсу на 1983 г.).

В связи с большими возможными убытками от замены ББ на новый автором был предложен другой вариант, связанный с исследованием резервов прочности и ресурсоспособности поврежденного ББ и на этой основе разработками и реализацией обоснованных технических мероприятий по продолжению его безопасной эксплуатации.

Руководство ЗапАЭС и отрасли поддержали второй вариант (указание ВПО Союзатомэнерго № 180-6-1/111 от 11.01.84 г.).

Результаты исследования резервов прочности и ресурсоспособности поврежденного ББ. Уточненный анализ резервов прочности и ресурсоспособности выполнен с помощью уточненных данных о геометрических размерах ББ, состоянии металла и термогидравлических условиях эксплуатации ББ.

Уточнение геометрии корпуса ББ показали, что максимальное

значение внутреннего диаметра бака в горизонтальной плоскости — 2553 мм, в вертикальной плоскости — 2540 мм, минимальный размер отверстия под смотровой люк — 720 мм, максимальные — 860 мм; большая ось эллипса при этом ориентирована перпендикулярно к оси барботера.

В соответствии с тем, что максимальная остаточная деформация обечаек цилиндрической части бака + 5%, в дальнейшем везде принимаем среднюю деформацию обечаек вдали от концентраторов напряжений 5%. Изменение толщины стенок бака и паровых патрубков не обнаружено.

Для уточнения величин пластической деформации и состояния металла измерены степени наклепа барботера методом твердости и проведены металлографические исследования. Измерения твердости и установку полистирольных реплик осуществляли в местах, близких к концентраторам напряжений (см. рис. 110).

Результаты измерений показали, что состояние металла ББ по механическим свойствам, размеру зерна и наличию ферритной фазы соответствует требованиям технических условий.

Максимальная величина деформаций, зафиксированная методом твердости — 2%.

Металлографическими исследованиями по изменению размера зерна и текстуре пластические деформации установить не удалось.

Для уточнения напряженно-деформированного состояния проведено натурное тензометрирование барботеров I и II блока ЗапАЭС. При этом применяли тензорезисторы типа К5 и автоматические следящие уравновешивающиеся мосты КСМТ-4.

Различия в максимальных измеренных напряжениях составили: на корпусе бака в районе люка лаза на 33%, на люке лаза 7% и на днище 15%.

Максимальные локальные пластические деформации определяли по формуле

$$\varepsilon_{пл} = (\varepsilon_{пл})_{ном} K_{\varepsilon},$$

где $(\varepsilon_{пл})_{ном}$ — номинальная пластическая деформация; K_{ε} — коэффициент концентрации деформаций.

$(\varepsilon_{пл})_{ном}$ для зоны обечаек принимали равной 0,06%, для днища

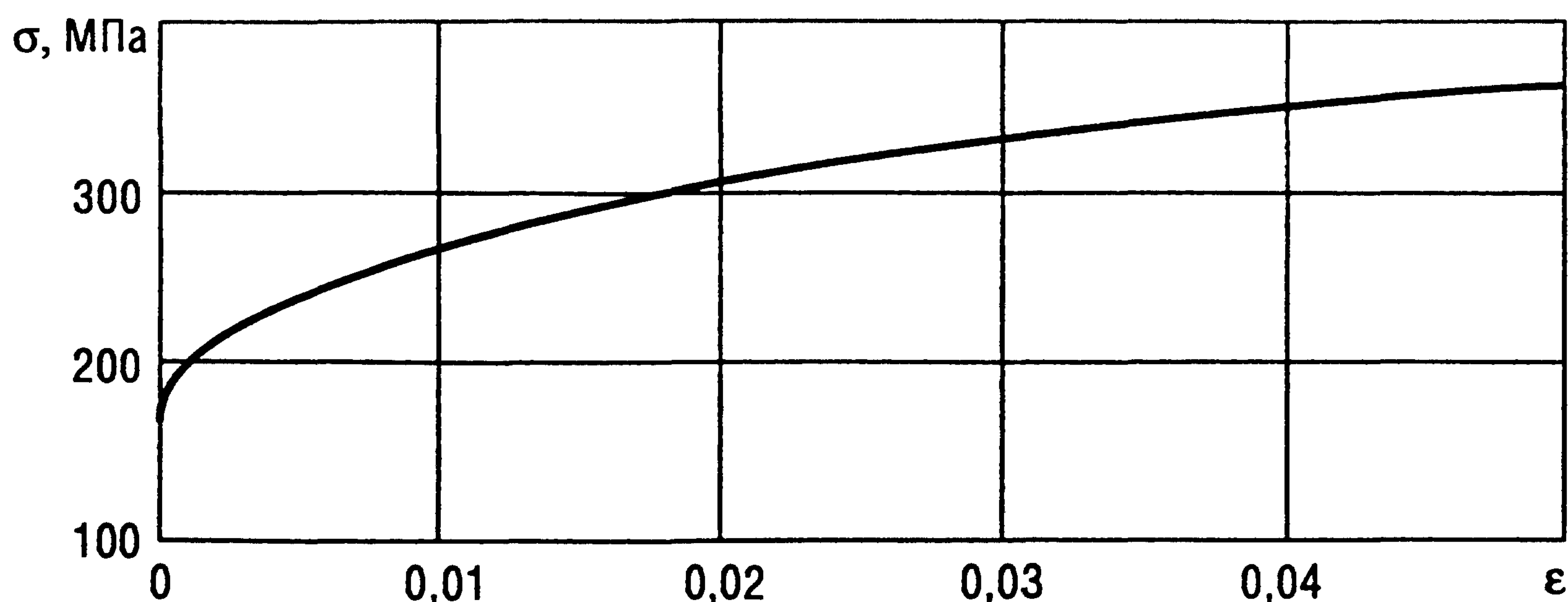


Рис. 111. Диаграмма деформирования стали ОХ18Н10Т ББ

определяли по номинальному напряжению с использованием диаграммы деформирования (рис. 111).

Коэффициент концентрации деформации во всех случаях принимали приближенно (с погрешностью в запас) равным квадрату теоретического коэффициента концентрации напряжений в упругой области.

Получены следующие значения пл: для днища — 5,4%; для зоны опоры — 10,7%; для основного металла в районе смотрового люка — 29,8%.

Расчет прочности по критерию сопротивления вязкому разрушению проведен с использованием требований «Норм расчета на прочность АЭС...» [74], фактических значений геометрических размеров и минимальных значений предела текучести и предела прочности, рекомендуемых «Нормами...». Расчет проводили для рабочего давления 8 кгс/см^2 и давления гидроиспытания 10 кгс/см^2. Получено, что коэффициент запаса прочности по пределу текучести не обеспечивается.

Для обеспечения нормативных коэффициентов запаса прочности $n_{0,2}$ должен равняться 1,5 и n_m= 2,6; давление в барботере должно быть равно $P_р$ = 6,3 кгс/см^2 в рабочем режиме и $P_г$= 8 кгс/см^2 в режиме гидроиспытания.

Проведен расчет бака на устойчивость в режиме испытания термооболочки АЭС при давлении 4,6 кгс/см^2. Устойчивость обеспечена.

Рассчитана прочность бака барботера по критерию сопротивления циклическим нагрузкам.

В области смотрового люка расчет проводили для сварного шва приварки патрубка люка к обечайке бака и для основного металла в месте стыка с указанным швом.

Механические свойства сварного шва принимали как для исходного, недеформированного металла с коэффициентом ослабления $\varphi_c = 1$, так как сварной шов был переварен. Для основного металла учитывали пластическую деформацию при перегрузке и последующее возможное старение при нагреве, которое может привести к уменьшению пластичности:

$$\ln\left[1/(1-\psi_п)\right] = \ln\left[1/(1-\psi_0 - K_п l_п)\right],$$

где $\psi_п$ — относительное поперечное сужение металла после пластического деформирования; ψ_0 — относительное поперечное сужение исходного металла; $K_п$ — коэффициент, учитывающий деформационное старение $K_п = 1{,}2$; $l_п$ — предварительная пластическая деформация.

Упрочнение за счет наклепа не учитывали. Остаточные напряжения как для сварного шва, так и для основного металла принимали на уровне предела текучести.

Расчетные режимы принимали на основе анализа термического и силового воздействий на стенки бака:

1. Гидроиспытание $P_г = 10$ кгс/см^2 $t = 20$ °C, $N = 3$
2. Гидроиспытание $P_г = 8$ кгс/см^2 $t = 20$ °C, $N = 27$
3. Разрыв предохранительной мембраны при давлении
$P = 6{,}8$ кгс/см^2 $t_{расч} = 179$ °C $N = 18$
максимальный перепад температур по стенке
$\Delta t = 159$ °C

4. Все остальные режимы срабатывания основного и предохранительного клапанов объединены в два режима со следующими параметрами:

$P = 3$ кгс/см^2, $t_{расч} = 100$ °C, $\Delta t = 80$ °C, $N = 260$
$P = 3$ кгс/см^2, $t_{расч} = 70$ °C, $\Delta t = 50$ °C, $N = 390$

(для днища рассматривали один режим: $P = 3$ кгс/см^2, $t_{расч} = 100$ °C, $\Delta t = 80$ °C, $N = 650$).

В расчете принимали температурное воздействие, которое про-

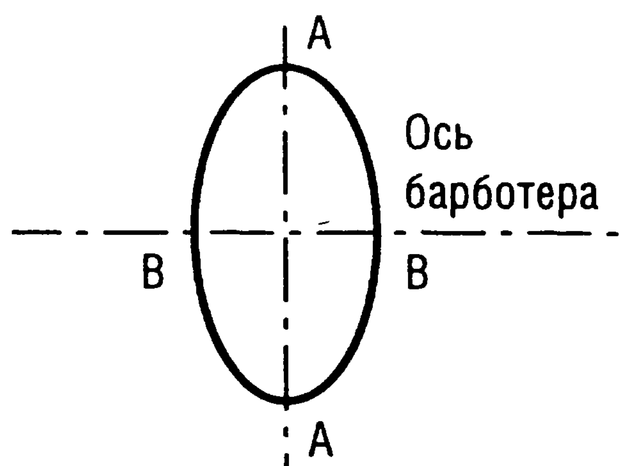


Рис. 112. Отверстие под смотровой люк после аварийной ситуации

исходит в виде теплового удара с реализацией в стенках бака максимально возможных термических напряжений:

$$\sigma' = \frac{E\alpha\Delta t}{1-\nu}, \quad \frac{d\sigma'}{dr} \to \infty;$$

и в виде установившегося теплового потока с $\Delta t = 50$; 80 и 160 °С, при котором напряжения определяли по формуле

$$\sigma' = \frac{E\alpha\Delta t}{2(1-\nu)}, \quad \frac{d\sigma'}{dr} = k,$$

где k — коэффициент.

Характеристики напряженного состояния определяли с учетом результатов тензометрирования, расчета по программе РРОВ [109].

Сравнение результатов тензометрирования барботеров I и II блоков указывает на то, что в результате формоизменения бака в районе люка напряженность уменьшилась в точках *В* и увеличилась в точках *А* (рис. 112, 113). Максимальные напряжения, определенные тензометрированием на деформированном баке, находятся в районе точки *А* и составляют 115 МПа. В связи с этим для точки *А* рассчитаны напряжения по программе РРОВ, и результаты расчета сравнены с результатами тензометрирования (рис. 114). При расчете учтены фактические размеры барботера.

Получено удовлетворительное совпадение расчетных и экспериментальных результатов. Максимальный коэффициент концентрации напряжений в районе точки *А* составил $\alpha_т = 3{,}97$, по отношению к осевым напряжениям барботера, а максимальное напряжение — 15,19 кг/мм^2 (давление 0,10 кгс/мм^2). При этом учитывали коэффициент концентрации $\alpha_т = 1{,}3$ вследствие перехода от бака к патрубку смотрового люка.

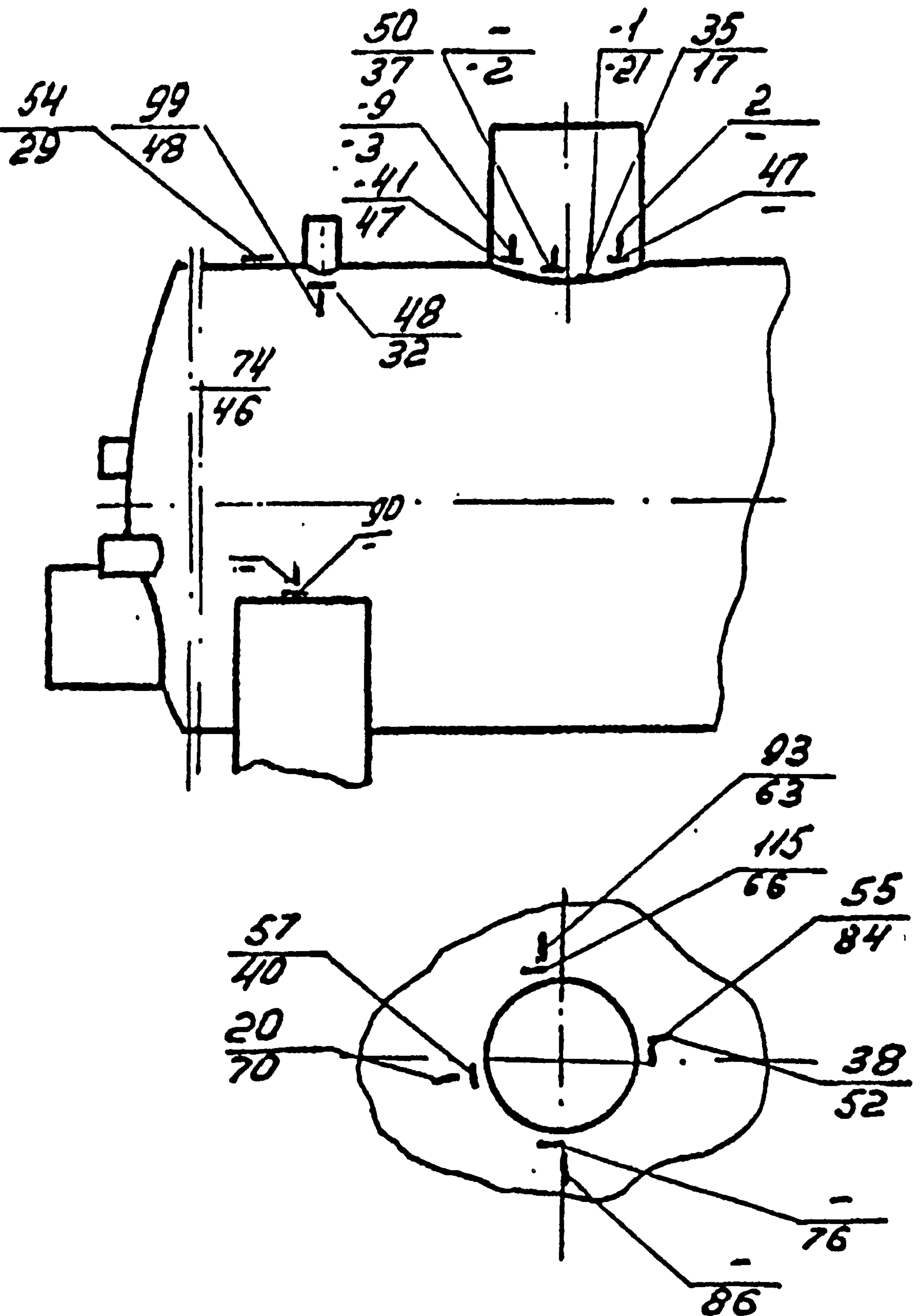


Рис. 113. Результаты тензометрирования поврежденного (числа в числителе — I блок) и неповрежденного (числа в знаменателе — II блок) барботеров; числами обозначено напряжение в МПа

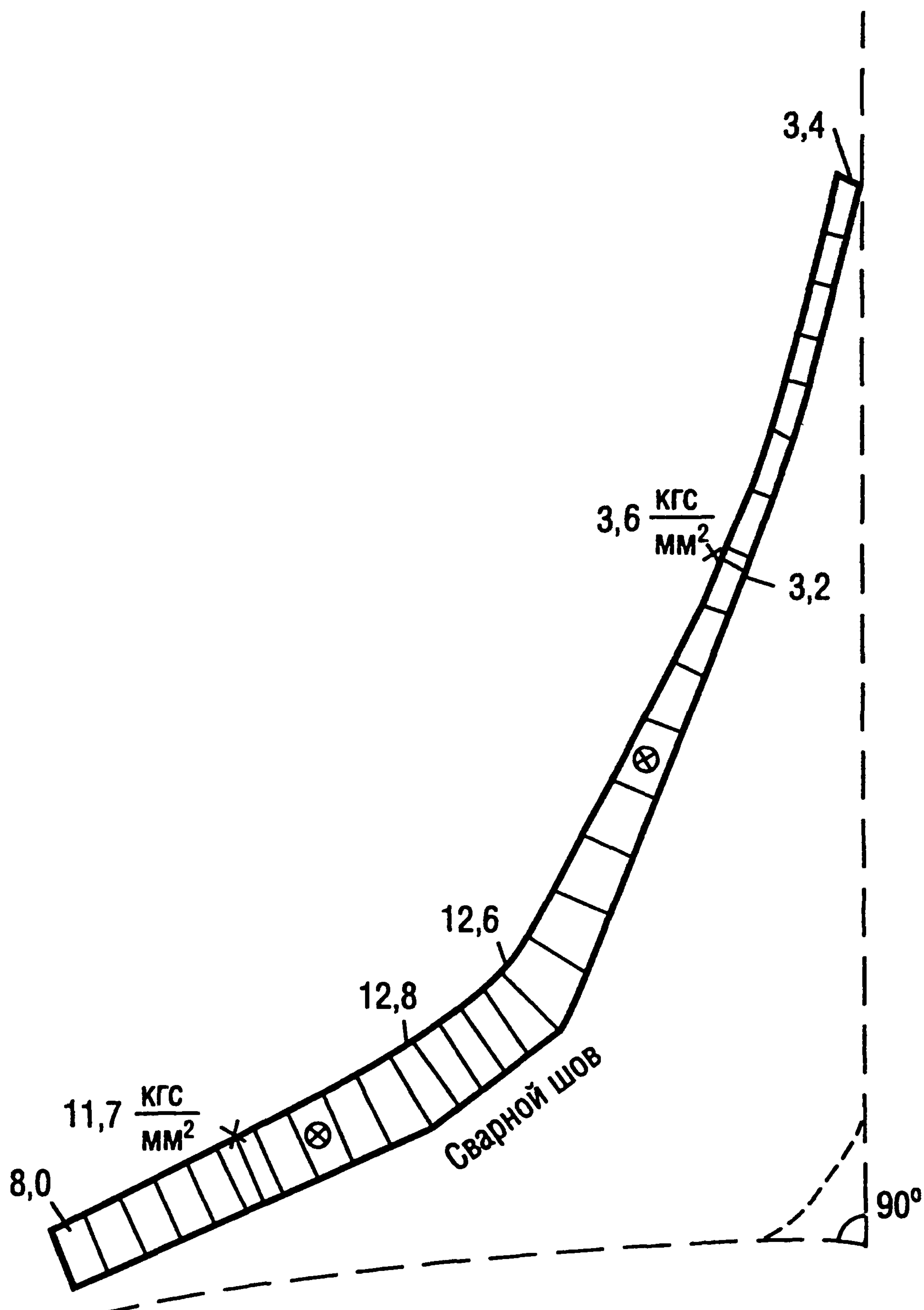


Рис. 114. Распределение кольцевых напряжений, кгс/мм², на внешней поверхности барботера I блока ЗапАЭС в области смотрового люка

Максимальное напряжение в точке *B* определяли с учетом результатов тензометрирования, расчетных данных о распределении напряжений на контуре и вблизи эллиптического отверстия в пластине под воздействием двухосного растяжения с соотношением главных напряжений $\sigma_1/\sigma_2 = 2$. Получено, что коэффициент концентрации напряжений в районе точки *B* близок к 1.

С учетом указанных результатов расчет проводили для точки *A*. Коэффициент концентрации для термических напряжений определяли по формуле

$$(\alpha_т)_t = 1 + K_t(\alpha_т - 1),$$

где K_t — принимали равным 0,5 в установившемся потоке, $K_t = 0$ при тепловом ударе.

Результаты расчета повреждаемости сведены в табл. 26а. Суммарная повреждаемость для сварного шва составила $\Sigma a_i = 0{,}42 < 1$, а для основного металла $\Sigma a_i = 1{,}19 > 1$.

Большее значение повреждаемости для основного металла обусловлено тем, что в нем сохранились повреждения от аварийной ситуации, в то время как в переваренном металле сварного шва таких повреждений уже не было.

Из анализа напряженного состояния днища бака с учетом результатов тензометрирования следует, что наиболее напряженным местом днища является точка *А* (рис. 115). Максимальное напряжение в точке *А* определяли экстраполяцией напряжений на контур отверстия. При этом за исходное значение принимали максимальное напряжение, определенное на днище барботера I блока методом тензометрии.

Закон экстраполяции приближенно принимали как для одиночного отверстия под действием одноосного напряженного состояния (с учетом влияния второго отверстия, а также того, что напряженное состояние в районе отверстия является двухосным, погрешность идет в запас прочности).

Полученное напряжение 18,1 кг/мм^2 умножали на коэффициент концентрации 1,3, обусловленный переходом от днища к патрубку, и делили на среднее напряжение в районе отверстия, определенное в эллиптическом днище по программе РРОВ без учета концентрации напряжений от отверстий

$$\alpha_т = 18{,}1 \times 1{,}3/4{,}3 = 5{,}47.$$

Максимальная пластическая деформация при перегрузке избыточным давлением с учетом $\alpha_т = 5{,}47$ составила 5,4%.

Коэффициент концентрации в точке *В* оценивали также расчетным методом с учетом влияния второго отверстия как для пластины с одноосным растяжением (в запас). В этом случае получили $\alpha_т = 3{,}56$.

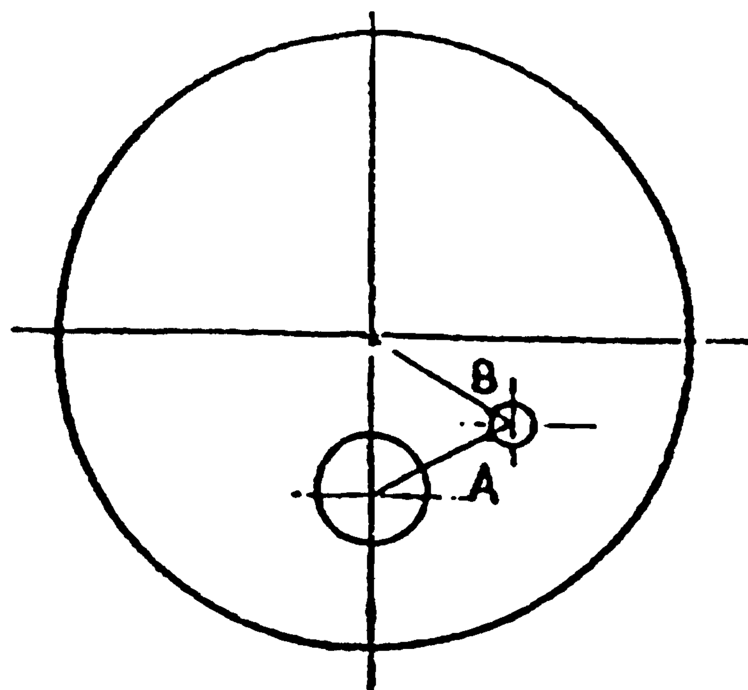
Расчет на усталость проводили для

$$\alpha_т = 5{,}47,\ \varepsilon_{пл} = 5{,}4\%.$$

Таблица 26а. **Расчет повреждаемости**

Режим	N	Район люка лаза				Днище	
		сварной шов 7-14		основной металл			
		$[N]$	a_i	$[N]$	a_i	$[N]$	a_i
Гидроиспытание $P = 10$ кгс/см^2	3	$3 \cdot 10^5$	0,00001	$1,6 \cdot 10^5$	0,00002	$1,4 \cdot 10^5$	0,00002
Гидроиспытание $P = 8$ кгс/см^2	27	$3,4 \cdot 10^5$	0,00009	$1,64 \cdot 10^5$	0,00018	$2,1 \cdot 10^5$	0,00001
Разрыв предохранительной мембраны, $P = 6,8$; $\Delta t = 160$ °C	18	184	0,098	60	0,3	140	0,1285
Режим срабатывания клапанов $P = 3$ кгс/см^2							
$\Delta t = 80$ °C	260	1239	0,21	444	0,586	—	—
$\Delta t = 50$ °C	390	3725	0,105	1272	0,307	—	—
$\Delta t = 80$ °C	650	—	—	—	—	783	0,830
			$\Sigma a_i = 0,42$		$\Sigma a_i = 1,19$		$\Sigma a_i = 0,96$

Рис. 115. Схематическое изображение днища ББ с отверстиями для патрубков подачи пароводяной смеси и воды



Результаты расчета сведены в табл. 26а.

Теоретический коэффициент концентрации $\alpha_т$= 1,34 в месте опоры барботера определили как отношение максимального напряжения, взятого по результатам тензометрии, к номинальному напряжению.

В связи с низким уровнем $\alpha_т$ расчет не проводили. Таким образом, определяющим ресурс барботера местом, является район смотрового люка. Суммарная, накопленная повреждаемость в этом месте не будет превышать единицы при условии, что число режимов с разрывом мембраны не превысит 15, а общее число срабатывания клапанов не превысит 546.

Результаты проведенного уточненного анализа резервов прочности и ресурсоспособности ББ I энергоблока ЗапАЭС послужили основой для разработки мероприятий по восстановлению ресурсоспособности ББ, проведения дополнительного контроля и определения условий последующей безопасной эксплуатации.

После переварки поврежденного сварного шва в районе смотрового люка и 100%-ного неразрушающего контроля ББ был допущен к эксплуатации сроком на 25 лет со следующими ограничениями:

максимальное давление в баке — не более 6,8 кгс/см^2;

давление гидроиспытания — 8 кгс/см^2;

число гидроиспытаний — не более 27;

число режимов с разрывом мембраны (давление разрыва — 6,8 кгс/см^2) — не более 15;

число срабатываний клапанов — не более 546.

Впоследствии указанные ограничения на ресурс были сняты по результатам дальнейшего уточнения ресурсоспособности ББ, выполненного с использованием высокотемпературного тензометрирования ББ на II блоке ЗапАЭС в период пуско-наладочных работ и горячей обкатки блока.

В 1987 г. ББ был допущен к эксплуатации в течение 30 лет. Замечаний по результатам эксплуатации на сегодняшний день нет.

*5.2.2. Шпильки коллектора парогенератора (ПГ) I энергоблока РовАЭС (1982 г.) [84]**

Случай со шпильками интересен тем, что показывает прямую связь между ресурсом и радиационной безопасностью. В отличие от рассмотренного выше случая с ББ, он является более сложным с методической точки зрения. Если причина повреждения ББ была очевидной, то для объяснения повреждения шпилек на РовАЭС членами Межведомственной комиссии было выдвинуто около 100 гипотез.

Очевидно, что без ясного понимания причин преждевременного исчерпания ресурса правильное и эффективное решение ресурсной задачи невозможно и может привести к серьезным негативным последствиям с точки зрения экономики и безопасности АЭС.

ПГ является важнейшим элементом РУ ВВЭР-440 (рис. 116). Он имеет коллекторы (рис. 116, 117, 118). В горячем коллекторе вода первого контура из реактора распределяется по теплообменным трубкам (ТОТ). Проходя по ТОТ, вода охлаждается и попадает в холодный коллектор. В РУ ВВЭР-440 вода в горячем кол-

---

* Работа выполнена автором в составе Межведомственной комиссии под руководством зам. министра электрификации СССР Ф.Я. Овчинникова. В работе принимали участие: от ВНИИАЭС — М.Д. Абрамович, Л.Б. Бабкин, Г.В. Зайцева, В.Б. Кириллов, Т.А. Понтелеева, Е.И. Семенов, М.Г. Смелова; от Института проблем прочности АН УССР — А.А. Лебедев, В.Н. Руденко, Б.И. Ковальчук, С.Э. Уманский. Работа была обсуждена на научном совете ИПП АН УССР под руководством академиков Г.С. Писаренко и В.Т. Трощенко. При анализе использовали результаты обследования узлов уплотнения коллекторов, полученные работниками Ровенской, Нововоронежской, Кольской и Армянской АЭС, а также результаты поверочных расчетов прочности, выполненные ОКБ Гидропресс.

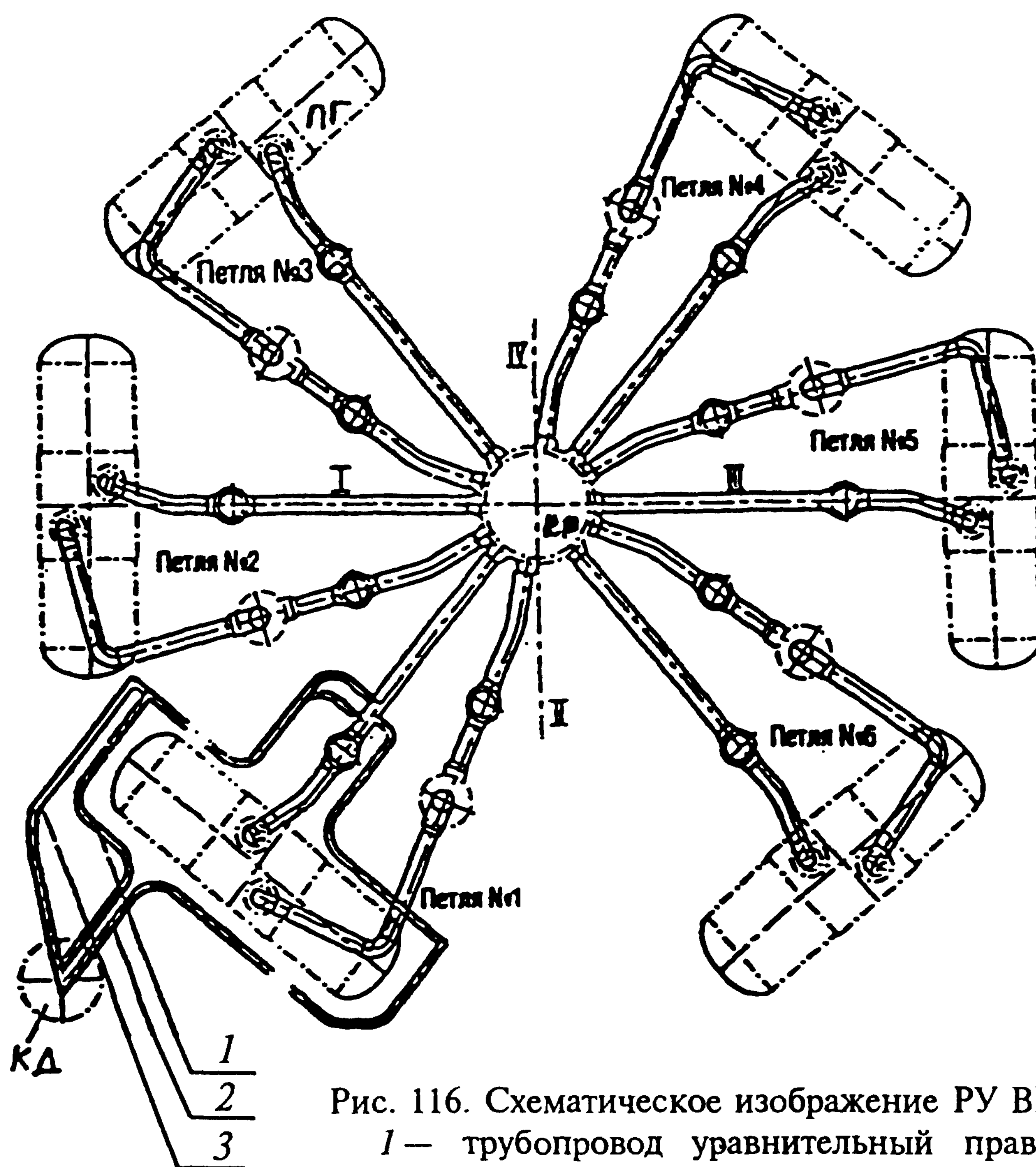


Рис. 116. Схематическое изображение РУ ВВЭР-440: *1* — трубопровод уравнительный правый; *2* — трубопровод уравнительный левый; *3* — трубопровод аварийного сброса

лекторе имеет температуру 290 °C, а в холодном — 260 °C.

Теплоноситель второго контура (вода), воспринимая дополнительное тепло, вскипает, и пар по паропроводу поступает на турбину.

В верхней части оба коллектора имеют фланец, который закрывается крышкой (рис. 119). Фланец, крышка, две никелевые прокладки и 20 шпилек образуют узел уплотнения коллектора. Нормативная вытяжка шпилек при уплотнении коллектора — 0,27±0,02 мм. В пространстве между двумя прокладками во время эксплуатации ведется контроль давления. По изменению давления в межпрокладочном пространстве можно судить о нарушении плотности в узле уплотнения. Устойчивые протечки через узел уплотнения являются недопустимыми.

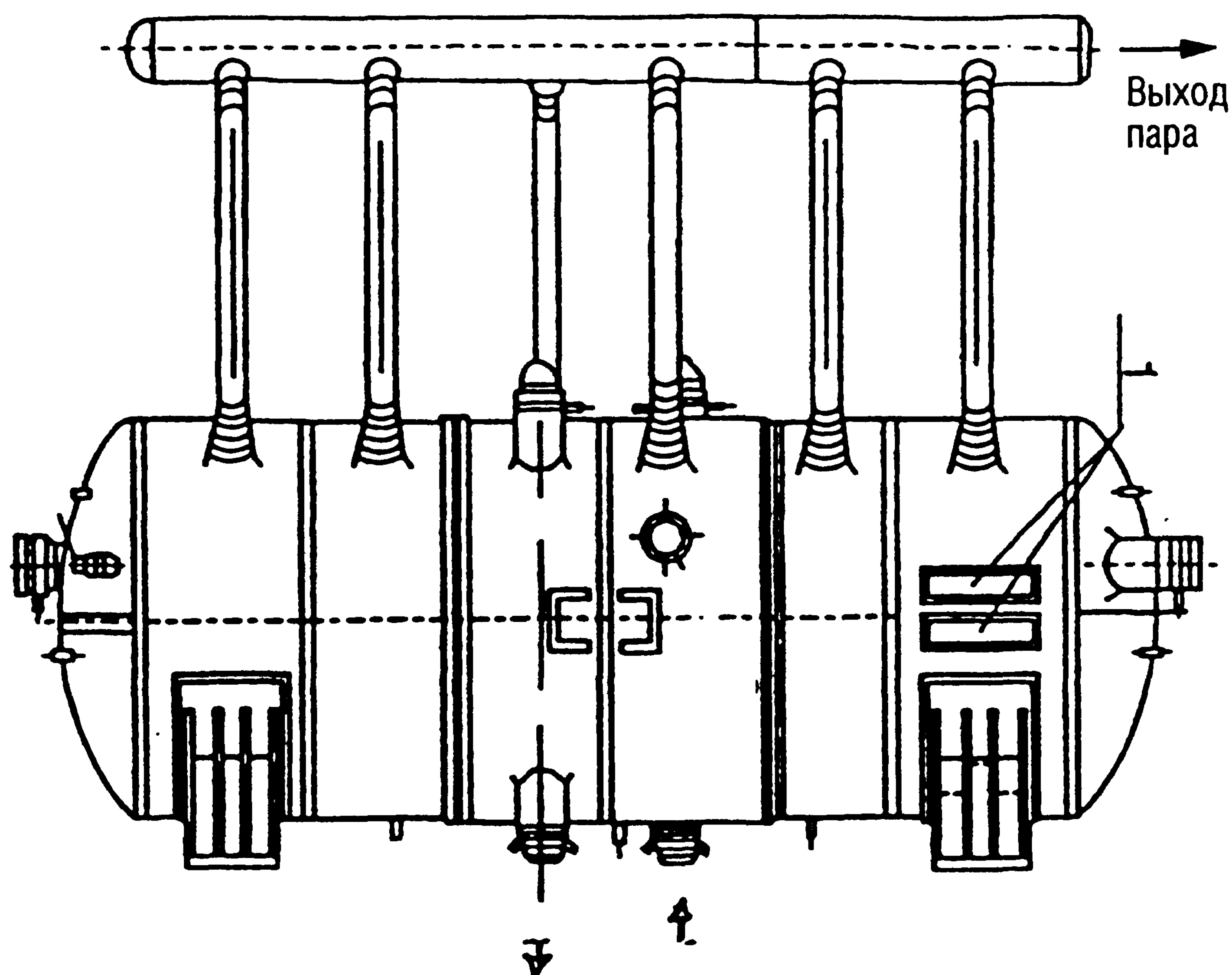


Рис. 117. ПГ РУ ВВЭР. Вид сбоку. Стрелками показаны вход и выход воды первого контура, соответственно в горячий коллектор и из холодного

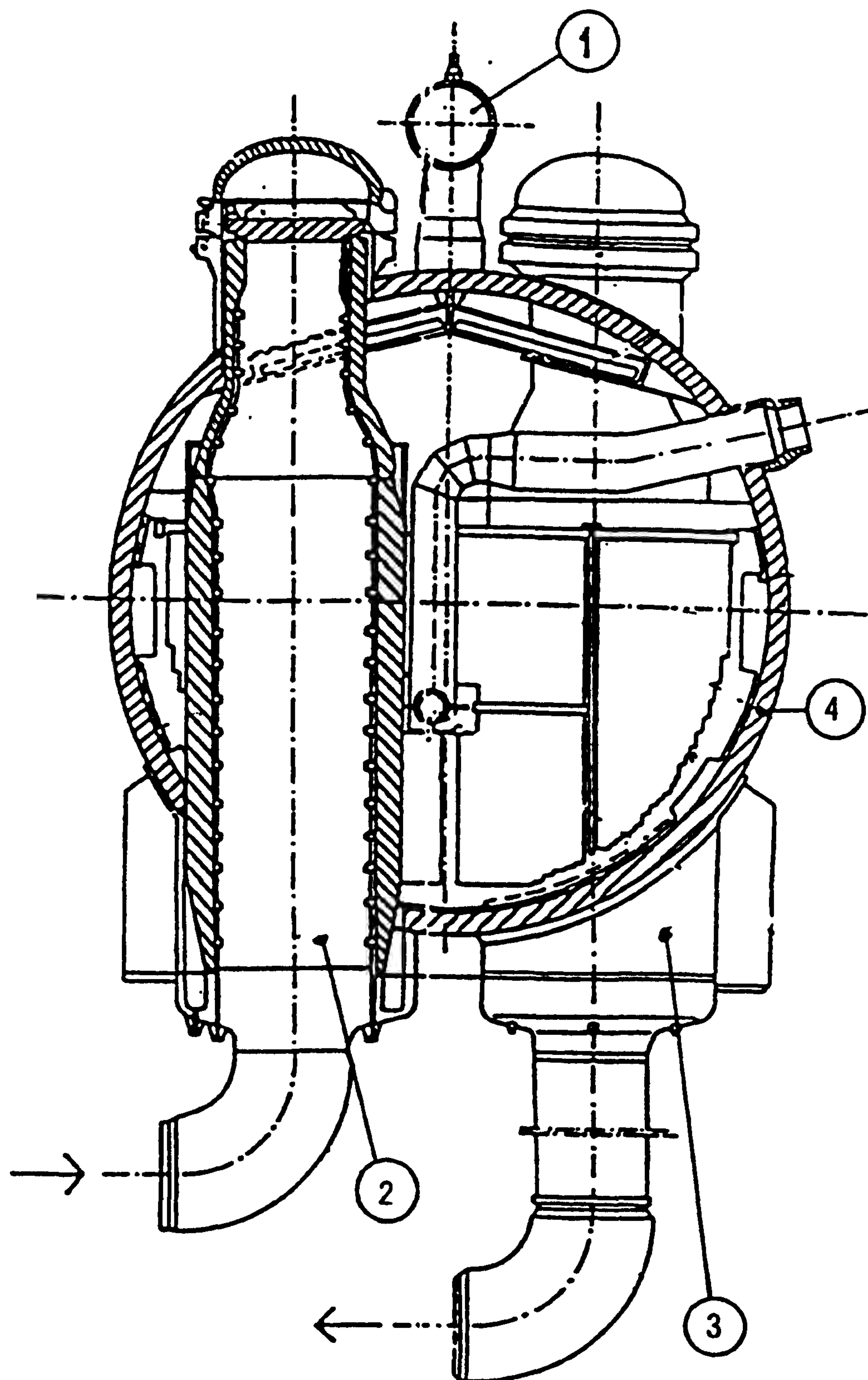
Описание аварии. I блок РовАЭС был пущен в эксплуатацию 22 декабря 1980 г. Рассматриваемая авария произошла в январе 1982 г. В процессе аварии на четырех коллекторах произошло разрушение шпилек, разгерметизация первого контура, значительная часть радиоактивной воды попало во второй контур. Впервые на отечественных АЭС произошло срабатывание системы САОЗ, в результате чего на корпусе реактора при давлении, близкому к номинальному рабочему, произошло образование «холодного языка». Возникла опасность разрушения корпуса реактора. Простой блока в результате аварии составил около 4 мес.

Первые признаки разуплотнения горячих коллекторов на РовАЭС были зарегистрированы 20 марта 1981 г. на ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4 и ПГ-5. Протечки на этих коллекторах были ликвидированы в результате переуплотнения, проведенного в ППР (30 марта — 23 апреля 1981 г.). 14 декабря того же года было отмечено повышение давления в межпрокладочном пространстве.

Одновременное повышение активности воды второго контура позволило констатировать течи горячих коллекторов ПГ-1, ПГ-3,

Рис. 118. Парогенератор РУ ВВЭР-440. Поперечный разрез:

1 — паровой коллектор; *2* — горячий коллектор; *3* — холодный коллектор; *4* — корпус ПГ



ПГ-4, ПГ-5 и ПГ-6 (а позже и ПГ-2). Мощность протечек, определенная пересчетом по активности, составила, соответственно: 0,72 — 5,5; 0,47 — 7,5; 0,8 — 1,5; 0.62 — 13,8; 0,1 — 0,17; 0,1 — 1,2 л/ч. Время протечек к 22 января 1982 г. составило: для ПГ-1 — 1150; ПГ-2 — 0; ПГ-3 — 1150; ПГ-4 — 1150; ПГ-5 — 1150; ПГ-6 — 910 ч.

22 января в ПГ-5 отмечено резкое повышение активности воды второго контура, что было связано, как показало дальнейшее освидетельствование, с обрывом шпилек на горячем коллекторе. При этом крышка приподнялась над фланцем на 185 мм. Температура и давление в момент отрыва крышки были близки к номинальным и составили $t = 286$ °С; $P = 125$ кг/см^2.

Через 35 мин после начала аварийной ситуации отмечено резкое повышение активности воды второго контура ПГ-1, что было связано, как показало дальнейшее обследование, с отрывом

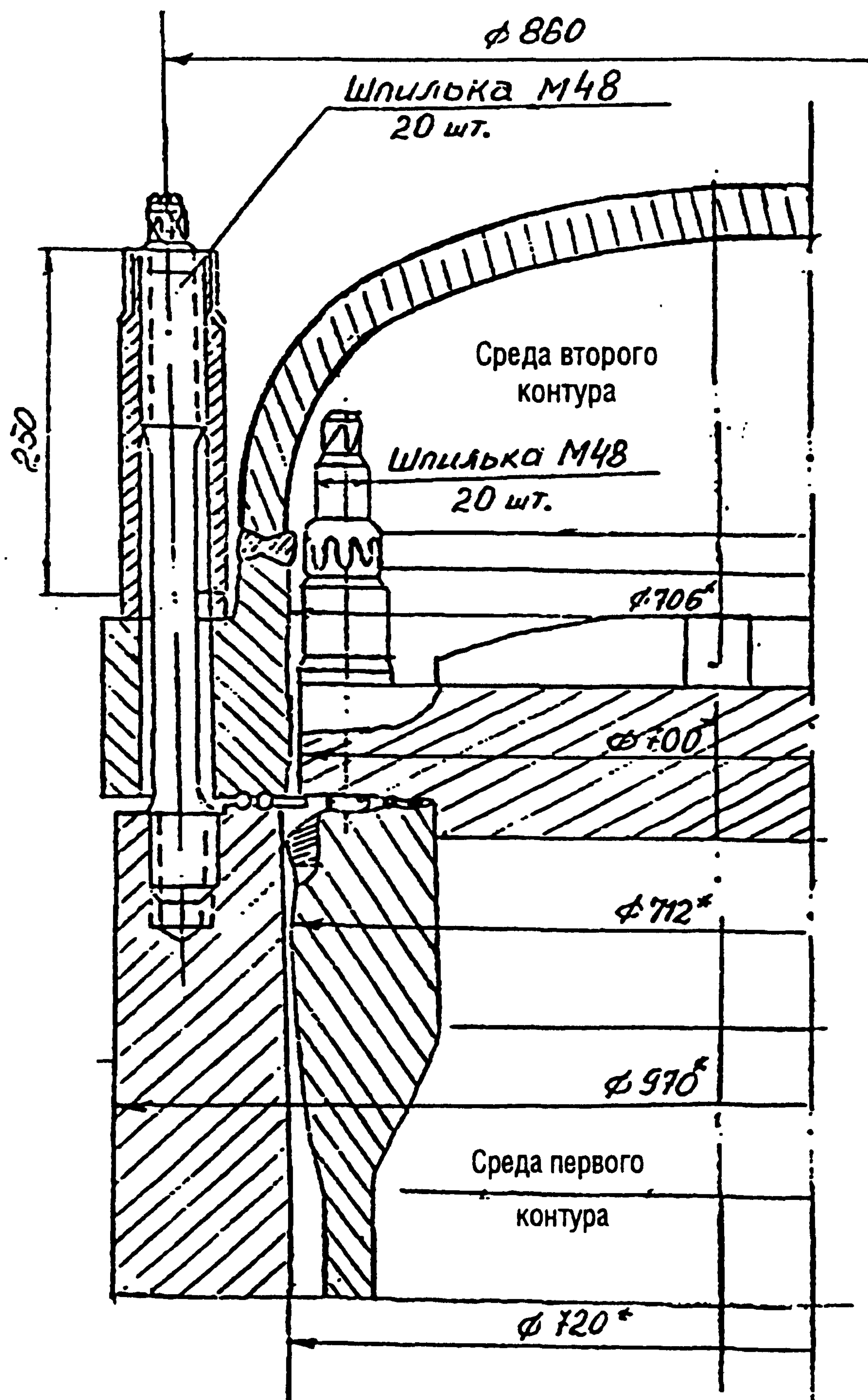


Рис. 119. Эскиз узла уплотнения коллектора парогенератора реактора ВВЭР-440

крышки горячего коллектора ПГ-1. Максимальное раскрытие крышки составило 115 мм. Давление в первом контуре в этот момент достигло 105 кг/см^2, во втором — 30 кг/см^2. Температура воды в первом контуре — 200 °С, в ПГ-1 — 200 °С.

Дальнейшее обследование горячих коллекторов ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4 и ПГ-5 показало, что из 80 шпилек этих коллекторов частично или полностью разрушены 64 шпильки.

Разрыв шпилек произошел преимущественно по 1-му витку нижней резьбы без видимых следов пластической деформации

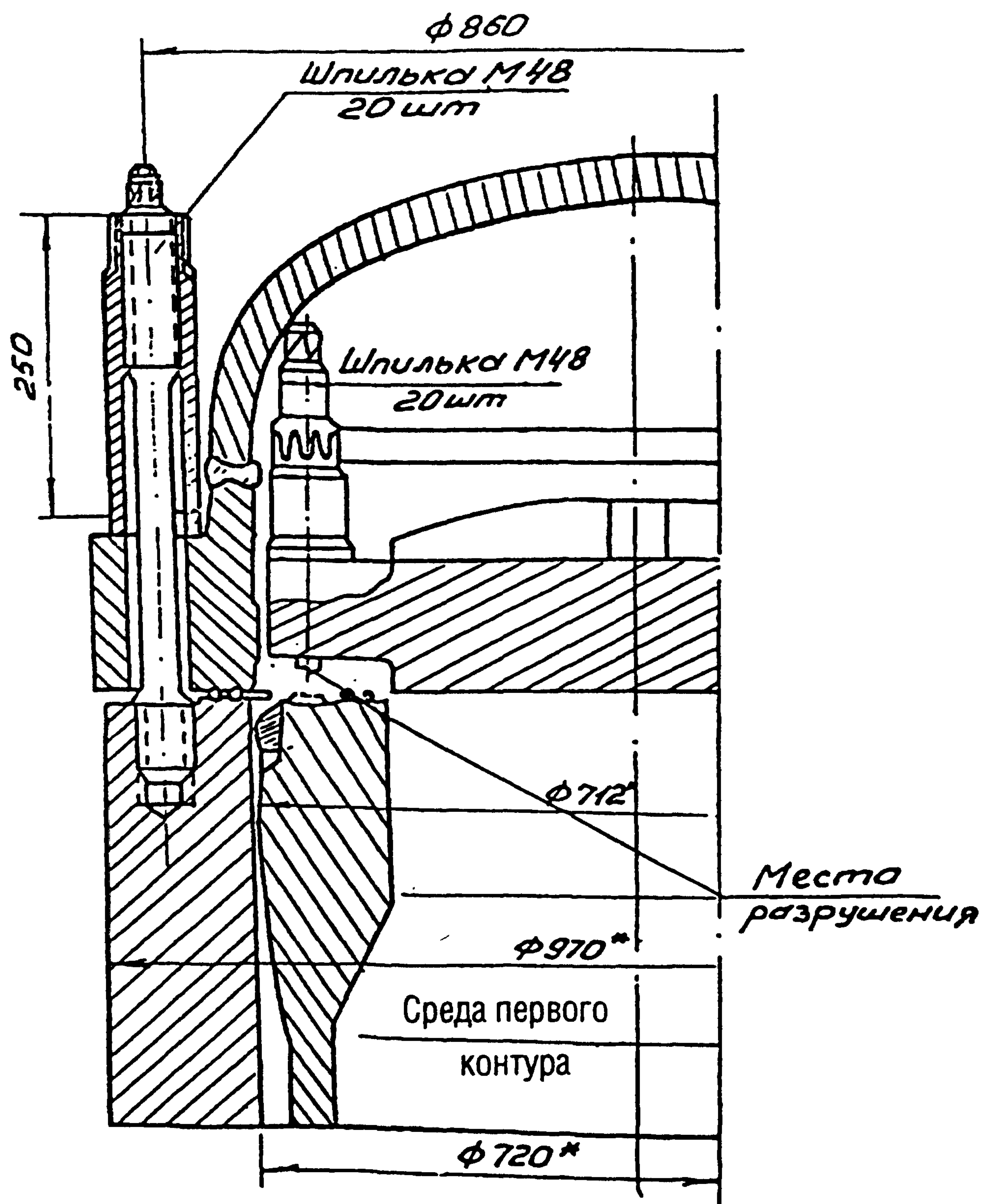


Рис. 120. Характер разуплотнения крышки коллектора I блока РовАЭС

(за исключением шпилек, которые восприняли на себя нагрузки при отрыве крышек на ПГ-1 и ПГ-5 (рис. 120).

Трещины расположены на других витках, а также на гладкой части шпилек.

Фрактографический анализ шпилек показал, что трещины имеют межкристаллитный и транскристаллитный характер. Траектория трещины ветвящаяся. Эти особенности указывают на сильное влияние коррозионных процессов на зарождение и развитие трещин. Они были классифицированы как трещины коррозионного растрескивания и коррозионной усталости.

К особенностям повреждения узла уплотнения коллекторов ПГ I блока РовАЭС следует также отнести:

трещины в резьбовых гнездах фланцев коллекторов;

отсутствие видимых повреждений никелевых прокладок как по первому, так и по второму контуру;

существенное сжатие прокладок (ширина плоскости смятия — до 5 мм и более, при начальном диаметре прокладки — 6 мм).

Работоспособность узлов уплотнения коллекторов на НВАЭС, КолАЭС, АрмАЭС. На НВАЭС шпильки с контролируемым натягом поставлены на III блоке в 1975—76 гг.

За время эксплуатации в результате дефектоскопического контроля в период ППР было выявлено 9 шпилек с трещинами (длиной до 5 мм и глубиной до 0,5 мм) вне гладкой части. Из них — 5 шпилек на ПГ-1 (какой коллектор установить не удалось) и 4 шпильки на ПГ-2 (какой коллектор установить не удалось). По результатам анализа трещины — коррозионного растрескивания.

На КолАЭС шпильки с контролируемым натягом начали устанавливать начиная с 1979 г. (1ПГ-4) и до 1981 г.

Таблица 27. **Распределение шпилек по коллекторам и плавкам**

Номер плавки	Число шпилек				
	ПГ-1	ПГ-3	ПГ-4	ПГ-5	Всего
620 792	15	4	20	20	59
612 180	5	15	0	0	20
620 908	0	1	0	0	1

Таблица 28. **Химический состав плавок**

Плавка, ТУ	Химический состав, %									
	C	Si	Mn	W	Cr	Ni	Ti	S	P	Cu
ЧМТУ-1-185-69	0,12	0,6	1—2	2,8—3,5	14—16	34—26	1,1—1,5	0,01	0,025	—
Плавка № 612180	0,09	0,54	1,2	3,2	15,2	35,5	1,3	0,006	0,016	—
Плавка № 620792	0,11	0,47	1,08	3,18*	15	35	1,37	0,005	0,01	0,05
Плавка № 620792	0,12	—	1,56	—	15	—	1,51	—	—	—

* В сертификате 3,8 — по-видимому, описка.

За время эксплуатации разрушения шпилек с контролируемым затягом не зафиксировано.

Из шпилек с неконтролируемым затягом разрушилась одна шпилька в 1975 г. на горячем коллекторе парогенератора ПГ-4. В июне 1981 г. в период ППР обнаружена трещина на фланце коллектора 1ПГ-4. Трещина классифицирована как вызванная коррозионным растрескиванием под напряжением. Место расположения: на плоскости фланцевого разъема по основному металлу вблизи гнезда № 1 под шпильку № 72. Длина трещины — 70 мм.

На АрмАЭС шпильки с контролируемым затягом устанавливались, начиная с 1975 г. Разрушений шпилек или фланца коллектора не зафиксировано.

Анализ состояния металла шпилек РовАЭС. Шпильки горячих коллекторов ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4 и ПГ-5 были изготовлены из стали ЭИ612 (ХН35ВТ-ВД) трех плавок. Распределение шпилек по коллекторам и плавкам приведено в табл. 27.

Химический состав плавок № 620792 и № 612180 представлен в табл. 28. Там же приведен химический состав стали ЭИ612 по ЧМТУ 1-815-69.

Механические свойства плавок даны в табл. 29.

В чертеже У 213-01-097 указано требование по уровню твердости НВ не ниже 240.

Измерение твердости всех шпилек основного и запасного комплекта, проведенные при входном контроле, показали, что все шпильки обладают твердостью НВ не ниже 240.

Все шпильки прошли дефектоскопический контроль УЗД и

Таблица 29. **Механические свойства плавок**

Номер плавки, ТУ	Температура, °С	σ_B, кг/мм^2	$\sigma_{0,2}$, кг/мм^2	δ, %	ψ, %	$a_н$, кгм/мм^2
ЧМТУ-1-815-69	20 325	85 —	50 45	18 —	40 —	6 —
Плавка № 612190	20 325	90 81	57 49,5	26 —	— —	12,9 —
Плавка № 620792	20 325	92 82,5	65,5 50,5	28 —	— —	14,6 —

ЦД методами. Дефектов не обнаружено. Контроль склонности к МКК показал положительные результаты.

Таким образом, металл шпилек отвечает требованиям ТУ по химическому составу, механическим свойствам, наличию дефектов сплошности. Кроме того, он не проявил склонности к межкристаллитной коррозии.

Анализ воздействия на металл шпилек за период эксплуатации на РовАЭС. За период эксплуатации с 22 декабря 1980 г. блок три раза останавливался на ППР:

1-ый раз — с 12 по 27 января 1981 г.;

2-ой раз — с 30 марта по 23 апреля 1981 г.;

3-ий раз — с 20 июля по 19 августа 1981 г.

Кроме этого блок останавливался 28 раз защитой I и II родов. При этом до 2-го ППР было 13 срабатываний АЗ.

Фактическая выработка парогенераторов к моменту возникновения аварийной ситуации:

ПГ-1 —7612; ПГ-2 — 8052; ПГ-3 — 7358; ПГ-4 — 8145; ПГ-5 — 8207; ПГ-6 — 8081 ч.

Все коллекторы уплотнялись на АЭС. Горячие ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4, ПГ-5 переуплотнялись в период 2-го ППР. С учетом того, что коллекторы должны быть испытаны на заводе, можно считать, что узел уплотнения горячих коллекторов ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4, ПГ-5 монтировался 3 раза, тогда как для всех остальных коллекторов — 2 раза.

В соответствии с инструкцией по уплотнению коллекторов вытяжка шпилек при затяге гайки должна быть в пределах 0,27±0,02 мм.

Схема измерения вытяжки показана на рис. 121. Контроль вытяжки ведется индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм.

Данные о вытяжке шпилек при уплотнении перед физическим пуском в соответствии с формулярами приведены в табл. 30.

Как следует из формуляров, имели место незначительные перетяжки шпилек (до 0,03 мм). Для проверки фактической вытяжки шпилек представителями комиссии были измерены вытяжки на холодных коллекторах ПГ-1, ПГ-4, ПГ-5 при демонтаже крышек (табл. 31).

Таблица 30. **Данные о вытяжке**

Номер ПГ	Подготовка к физическому пуску		ППР	
	Горячий коллектор	Холодный коллектор	Горячий коллектор	Холодный коллектор
1	0,26—0,29	0,26—0,29	0,26—0,30	0,27—0,32
2	0,26—0,29	0,25—0,30	—	—
3	0,27—0,29	0,25—0,29	0,25—0,30	—
4	0,26—0,29	0,26—0,29	0,25—0,29	0,26—0,31
5	0,26—0,29	0,23—0,25	0,25—0,30	—
6	0,26—0,29	0,27—0,29	—	—

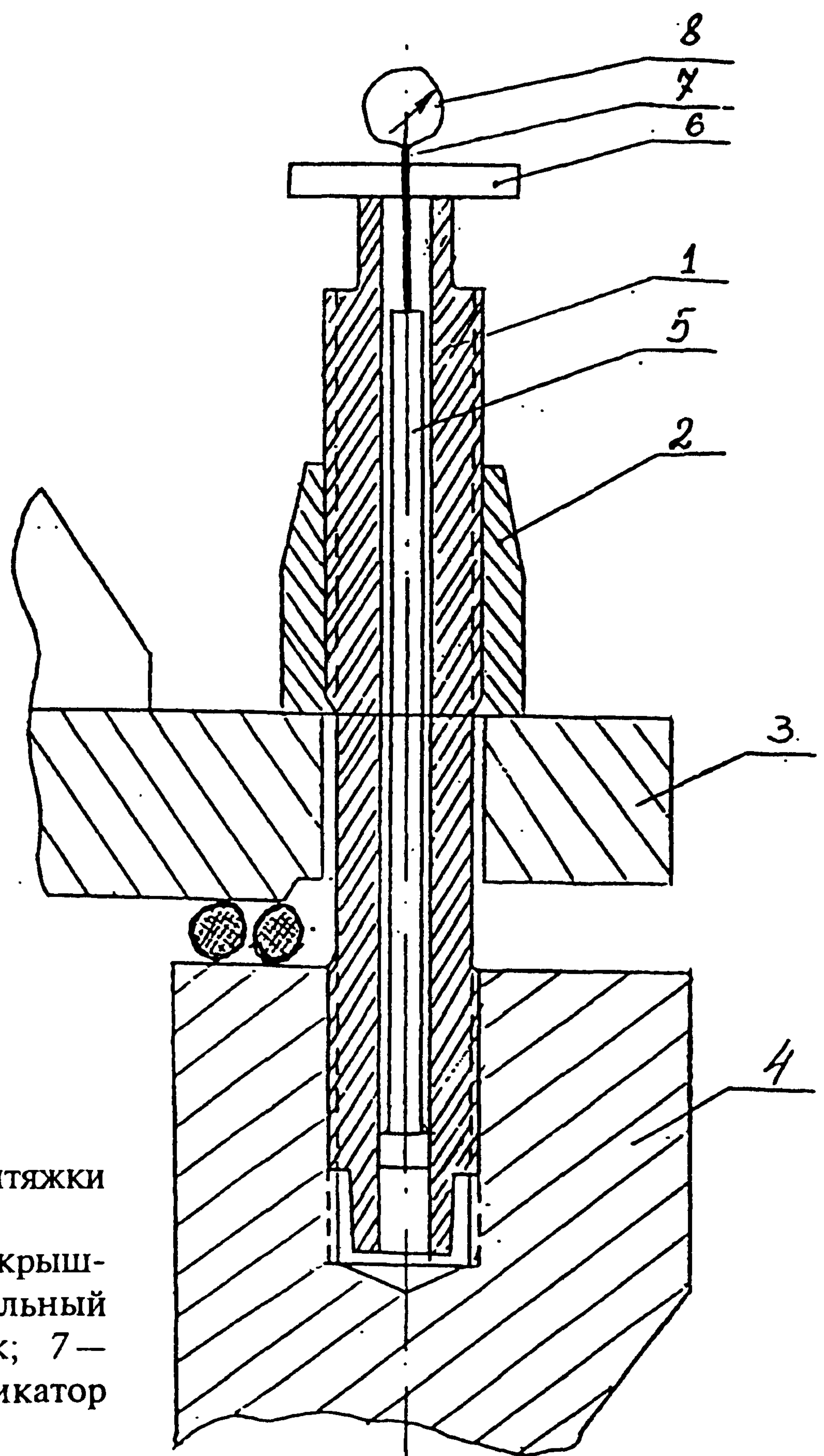


Рис. 121. Схема измерения вытяжки шпильки при затяге гайки:

1 — шпилька; *2* — гайка; *3* — крышка; *4* — фланец; *5* — контрольный стержень; *6* — опорный брусок; *7* — ножка индикатора; *8* — индикатор часового типа

Таблица 31. **Фактическая вытяжка, мм**

Номер ПГ	По формуляру от 28.11.80 г.	Фактическая
1	0,27—0,32	0,28—0,35
4	0,26—0,31	0,27—0,31
5	0,26—0,29	0,25—0,35

Сравнение фактических вытяжек с данными формуляра указывают на их несоответствие и существенное превышение фактической вытяжки допустимых значений (до 0,06 мм).

С учетом того, что в процессе работы узла уплотнения (притирка поверхностей контакта — резьбы, прокладок и т.п.), должна происходить «усадка» до 20% первоначального значения [78], то можно предположить, что первоначальная вытяжка шпилек могла достигать значений 0,42 мм.

Комиссией также установлено, что при затяге допускался перетяг отдельных шпилек на 0,1—0,15 мм (т. е. до 0,39—0,44 мм). В этом случае гайка отпускалась, и величина вытяжки доводилась до номинального значения.

Напряженно-деформированное состояние шпилек в различных режимах работы блока. Расчет напряженно-деформированного состояния узла уплотнения коллектора и последующую его экспериментальную методом тензометрирования проверку проводили с целью обоснования прочности и работоспособности узла при расчетном ресурсе 40 лет. При этом прочность должна быть обеспечена по критерию перехода шпильки в пластическое состояние и по критерию появления усталостной макротрещины в соответствии с Нормами прочности АЭС [74]. Первое условие требует, чтобы среднее растягивающее напряжение в шпильке от силового воздействия σ_m не превышало допустимого напряжения $[\sigma]$, равного половине предела текучести $\sigma_{0,2}$:

$$\sigma_m \le [\sigma]. \qquad (111)$$

В соответствии с ЧМТУ-1-815-69, по которому изготавливали шпильки, предел текучести при рабочей температуре должен быть не ниже 45 кг/мм^2, т.е.

$$\sigma_m \le [\sigma] = \sigma_{0,2}/2 = 22,5 \text{ кг/мм}^2. \qquad (112)$$

Циклическая прочность будет обеспечена, если выполняется условие

$$\sum_i N_i/[N]_i \le 1, \tag{113}$$

где $[N]_i$ — допустимое число циклов в i-ом режиме, характеризуемом формой цикла и максимальным напряжением цикла и определяемом с учетом температурно-силового воздействия и концентрации напряжений; N_i — число циклов нагружения в i-ом режиме.

Кроме этого должна быть обеспечена плотность узла уплотнения. Условие плотности имеет вид:

$$Q_{\text{раб.пр}} \ge Q_{\text{пл.пр}}. \tag{114}$$

где $Q_{\text{пл.пр}}$ — минимальное усилие на прокладке, при котором течь отсутствует; $Q_{\text{раб.пр}}$ — усилие на прокладках в рабочих режимах.

Расчетно-экспериментальное обоснование прочности шпилек на стадии проектирования проводили для следующих режимов:

1. Затяг — 90 циклов;
2. Гидроиспытания первого контура — 90 циклов;
3. Гидроиспытания второго контура — 90 циклов;
4. Разогрев из холодного состояния, выход на стационарный рабочий режим, расхолаживание — 400 циклов.

Усилие затяга, необходимое для обеспечения плотности, определено при тензометрии шпилек при гидроиспытании коллектора давлением 195 атм:

$$Q_{\text{зат}} = 555\,000 \text{ кг}. \tag{115}$$

Результаты расчета напряжений в шпильке приведены в табл. 32, где σ_m^t — среднее растягивающее напряжение в шпильке от действия температурной нагрузки; $\left(\sigma_m^{Q_{3,q}}\right)$ — среднее напряжение в шпильке от действия усилия затяга и внутреннего или внешнего давления; τ — напряжение касательное, возникающее от крутящего момента при затяге шпильки; $(\sigma_и^t)_{\max}$ — максимальное изгибающее напряжение в шпильке от действия температурной нагрузки; $\left(\sigma_и^{Q_{3,q}}\right)$ — максимальное изгибающее напряжение в

Таблица 32. **Расчет напряжений в шпильке**

Напряжение, кг/см^2	Режим				
	Затяг	ГИ первого контура	ГИ второго контура	Разогрев	Стационарный рабочий
σ_m^t	—	—	—	415	240
$\sigma_m^{Q_{3,q}}$	2215	2245	725	2090	2070
τ	615	615	615	615	615
$\left(\sigma_и^t\right)_{max}$	—	—	—	1030	755
$\left(\sigma_и^{Q_{3,q}}\right)_{max}$	1260	985	760	1100	1220

шпильке от действия усилия затяга и внутреннего или внешнего давления.

Как следует из табл. 32, при затяге шпилек усилием 555 000 кг в шпильке возникает среднее растягивающее напряжение

$$\sigma_m = 22{,}15 \text{ кг/мм}^2 < [\sigma] = 22{,}5 \text{ кг/мм}^2, \qquad (116)$$

а общая нагруженность шпильки, определенная по максимальному напряжению (без учета концентраций напряжений в резьбовой части) составляет

$$\left(\sigma_{пр}\right)_{max} = \sqrt{\left(\sigma_m + \sigma_и\right)^2 + 4\tau^2} = 36{,}85 \text{ кг/мм}^2. \qquad (117)$$

В остальных режимах среднее напряжение меняется незначительно (за исключением режима гидроиспытания второго контура), а приведенное напряжение уменьшается (рис. 122).

Результаты расчета на усталость приведены в табл. 33. Рассмотрены следующие сочетания режимов работы шпильки:

Случай 1. Начальное состояние — затяг — Г.И.II. — затяг — Г.И.I — затяг — разогрев из холодного состояния — расхолаживание — затяг — начальное состояние. Общее число циклов — 90.

Случай 2. Затяг — разогрев из холодного состояния — стационарный рабочий режим — расхолаживание — затяг. Общее число циклов — 310.

Расчет на усталость показал, что в рассматриваемых режимах

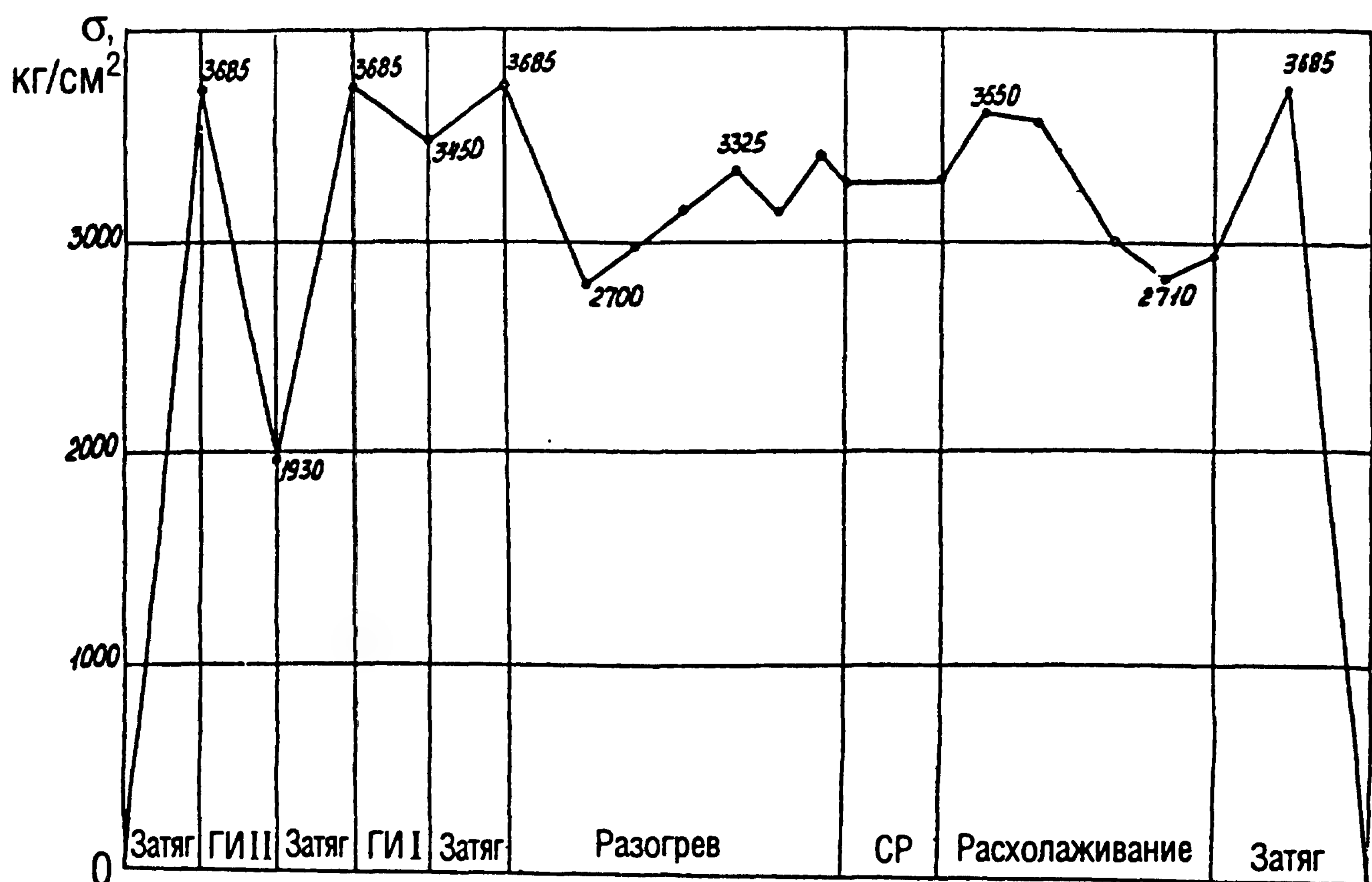


Рис. 122. Изменение приведенного напряжения в шпильке в различных режимах

прочность шпилек обеспечена.

Тензометрирование шпилек проводили при нагружении коллектора давлением 195 атм. При этом контроль напряжений в шпильках осуществляли только методом тензометрии, а давление в коллекторе измеряли манометром.

Результаты измерений показали, что при затяге шпилек с усилием на прокладку 555 000 кг плотность узла уплотнения обеспечена.

Среднее напряжение в шпильке при этом равно $\sigma_m = 21{,}0$ кг/мм^2. При давлении 195 атм $\sigma_m = 21{,}3$ кг/мм^2. Указанные экспериментальные результаты хорошо совпали с расчетными данными. Изгибающие напряжения определены с большим разбросом и не совпали с результатами вычислений.

Таким образом, совокупность расчетно-экспериментальных работ по обоснованию прочности и ресурса шпилек на стадии проектирования привела к следующим выводам.

1. Расчетно-экспериментальное обоснование прочности шпилек и плотности узла уплотнения в целом выполнен с соблюдением требований «Норм расчета на прочность...».

2. Показано, что прочность и ресурс шпилек обеспечены по следующим предельным состояниям:

Таблица 33. **Расчет на усталость**

Номер расчетного случая	Номер цикла напряжения	$(\sigma_и)_{max}$	$(\sigma_и)_{min}$	$(\sigma_а)_{пр}$	q	K_σ	σ^*_Q	$r_{пр}$	r^*	$[N]$	n	$a_i=n_i/[N]_i$
I	1	3685	0	1840	0,588	6,54	12 000	0	0,5	150	90	0,6
	2	3685	1930	875	0,588	2,86	2500	0,53	0,7	6000	90	0,0156
	3	3550	2700	425	0,588	2,86	1170	0,76	0,63	50 000	90	0,002
II	1	3685	2700	490	0,588	2,86	1400	0,73	0,69	10 000	310	0,031
	2	3550	2700	425	0,588	2,86	1170	0,76	0,68	50 000	310	0,006

$\Sigma a_i=0,654$

Примечание: $(\sigma_а)_{пр}$ — амплитуда приведенного напряжения; q — коэффициент чувствительности к концентрации напряжений; K_σ — эффективный коэффициент концентрации напряжений в пластической области; $\sigma^*_а$ — амплитуда приведенного напряжения, опеределенная с учетом концентрации напряжений; r — коэффициент асимметрии цикла нагружения; $[N]$ — допустимое число циклов нагружения в i-ом цикле; n — фактическое число циклов нагружения в i-ом режиме.

переход всего сечения шпильки в пластическое состояние;

появление макротрещины при циклическом нагружении.

3. Плотность узла уплотнения обоснована путем определения усилия затяга при гидроиспытаниях со стороны первого контура давлением 195 атм.

4. К недостаткам обоснования прочности, ресурса и плотности узла уплотнения следует отнести:

отсутствие обоснования вытяжки шпилек на $\Delta l = 0{,}27 \pm \pm 0{,}02$ мм, при котором усилие затяга должно составить $Q_{зат} = 555\,000$ кг, а напряжение $\sigma_m = 22$ кг/мм^2;

рассмотренные режимы работы узла уплотнения коллектора не являются исчерпывающими. Так, например, в шпильке могут возникать существенные дополнительные напряжения при выводе петли из горячего резерва, или при попадании воды второго контура на крышку горячего коллектора;

приведенный анализ и обоснование плотности коллектора относится только к режиму гидроиспытания коллектора со стороны первого контура. Плотность в других режимах, по существу, не рассмотрена.

Указанные выше недостатки требуют проведения дополнительного анализа прочности, ресурсоспособности и плотности узла уплотнения коллектора.

Дополнительный анализ напряжений, прочности и плотности узла уплотнения коллектора ПГВ-213. Определение напряжений в шпильке при вытяжке $\Delta l = 0{,}28$ мм. Отношение диаметра шпильки d_0 к длине рабочей части l_0 (без учета резьбового соединения) составляет

$$d_0 / l_0 = 41/100 = 0{,}41, \qquad (118)$$

что указывает на то, что шпилька относится к категории очень коротких и на ее податливость влияют части шпильки, находящиеся в резьбовом зацеплении.

Определив податливость шпильки как величину удлинения шпильки на единицу приложенной силы, запишем:

$$\lambda_ш = \lambda_0 + 2\lambda_р, \qquad (119)$$

где λ_0 — податливость части шпильки, находящейся вне резьбо-

вого зацепления; $\lambda_р$ — податливость резьбовой части шпильки, находящейся в зацеплении.

Податливость резьбы изучали в работах [78—80 и др.]. Точное выражение для $\lambda_р$ имеет вид [78]

$$\lambda_р = \frac{S}{f}\sqrt{\left(\frac{\lambda_б}{E_б} + \frac{\lambda_г}{E_г}\right)\left(\frac{f}{E_б F_б} + \frac{f}{E_г F_г}\right)}. \qquad (120)$$

В работе [79] предложена зависимость

$$\lambda_р = \frac{0,49}{d_{ср}E}\sqrt{1,44 + 9,28\,S/d_0}. \qquad (121)$$

Приближенно можно принять [80]:

$$\text{при } d_0/S = 6 \div 10 \quad \lambda_р = (0,95 \div 0,80)\frac{1}{d_0 E}; \qquad (122)$$

$$\text{при } d_0/S = 10 \div 20 \quad \lambda_р = (0,80 \div 0,70)\frac{1}{d_0 E}. \qquad (123)$$

В «Нормах прочности...» [74] для шпильки рекомендуется зависимость

$$\lambda_ш = \frac{l_0 + 0,6d_0}{E_ш F_ш}. \qquad (124)$$

В выражениях (120)-(124):

S — шаг резьбы; f — кольцевая площадь нитки резьбы; $f = \pi d_{ср} t_ч$ (где $t_ч$ — глубина резьбы); $d_{ср}$ — средний диаметр резьбовой части; E — модуль упругости болта (б), гайки (г); F — площадь поперечного сечения шпильки; $\lambda_б$, $\lambda_г$ — константы.

Анализ зависимостей (121—124) (табл. 34) показывает, что для шпильки с достаточной степенью точности может быть принято следующее выражение:

$$\lambda_г = \frac{0,6}{EF}. \qquad (126)$$

Откуда для шпильки формула (119) примет вид:

Таблица 34. **Анализ зависимостей для определения податливости**

Формула	Полученное значение, 10^7 мм/кг
$\lambda_р = \frac{0,49}{d_{ср}E}\sqrt{1,44 + 9,28\,S/d_0}$	8,65
$\lambda_р = \frac{0,87}{d_0 E}$	10,4
$\lambda_р = \frac{0,6 d_0}{EF}$	9,7

$$\lambda_ш = \lambda_0 + 2\frac{0,6}{EF} = \frac{l_0 + 2\cdot 0,6}{EF}. \tag{127}$$

Подставляя в выражение (127) численное значение, получим

$$\lambda_ш = 6,48 \cdot 10^{-6} \text{ мм/кг.}$$

Определяя податливость шпильки исходя из того, что при вытяжке шпильки на $\Delta l = 0,28$ мм усилие затяга составит 555 000 (т. е. на одну шпильку 27 750 кг), получаем

$$\lambda_ш = \frac{\Delta l}{Q_{зат/1\,шт.}} = \frac{0,28}{27750} = 10,01\cdot 10^{-6} \text{ мм/кг.} \tag{128}$$

Полученные расхождения в значениях податливости шпильки требует проведения дополнительного экспериментального определения податливости шпильки М48 коллектора.

Результаты испытаний шпилек и расчет термических напряжений*. Для проведения исследовании было разработано и изготовлено специальное устройство (рис. 123), позволяющее максимально приблизить схему нагружения к условиям нагружения шпилек в эксплуатации. Устройство монтировали на универсальной гидравлической машине BLW-30 с максимальным усилием 30 т.

Испытуемая шпилька *1* ввинчивается в массивный захват *9*,

* Исследования проведены в ИПП АН УССР по просьбе ВНИИАЭС и Минэнерго УССР.

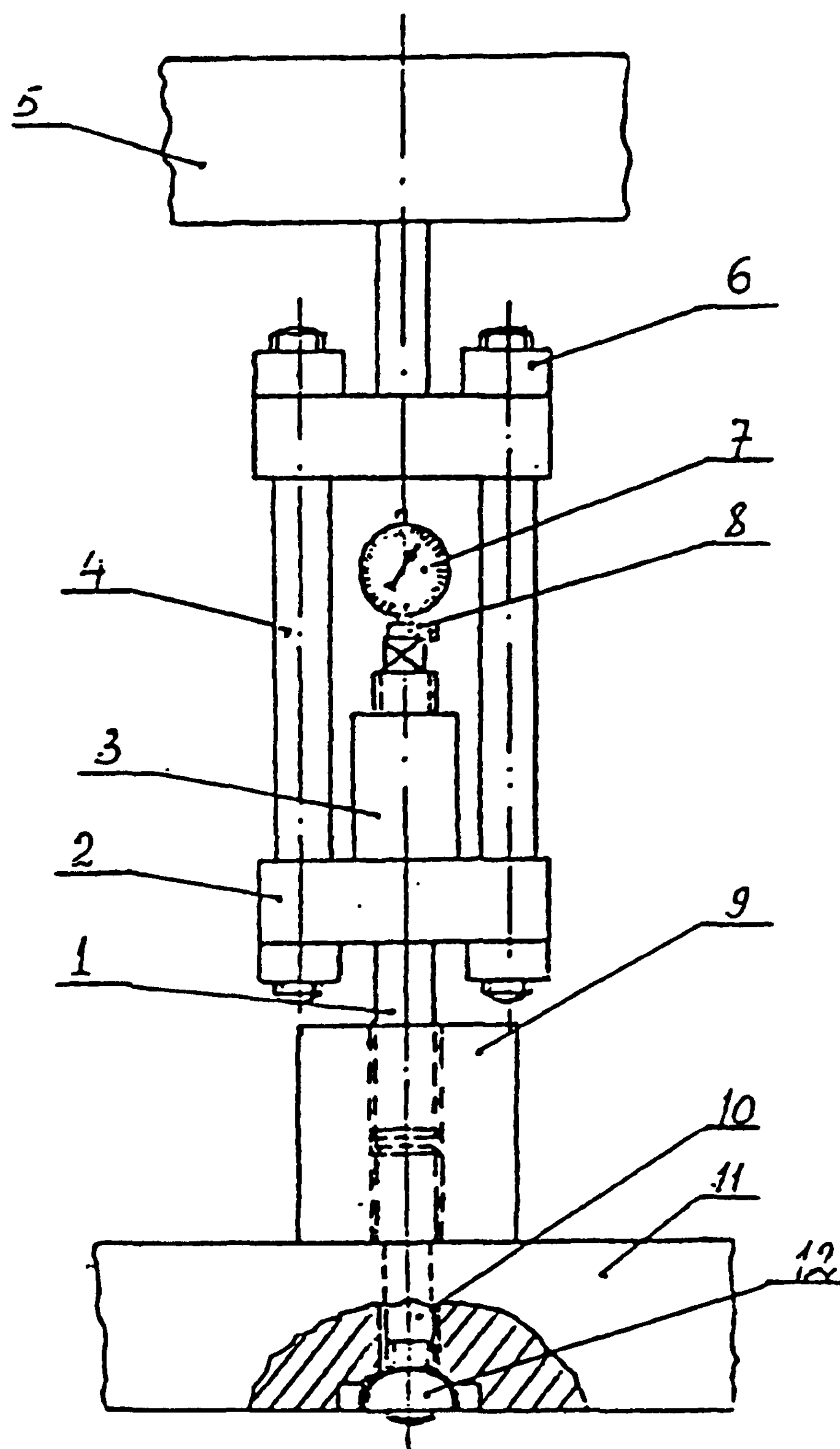


Рис. 123. Схема испытания шпильки

изготовленный из стали 1Х18Н10Т и соединяющийся с неподвижной траверсой машины *11* с помощью тяги *10* и шаровой гайки *12*. Вторым концом шпилька *1* с помощью натурной гайки *3* (М48) опирается на фланец *2*, имитирующий крышку уплотнения коллектора. Фланец *2* с помощью колонок *4* и гаек *6* соединяется со вторым фланцем, который в свою очередь через тягу с резьбой М48 и шаровую гайку соединяется с подвижной траверсой *5*. Гайкой *3* устанавливали свободную рабочую длину шпильки, равную 115 мм. Общую деформацию Δl шпильки в процессе испытаний измеряли с помощью индикатора 7 часового типа с ценой деления 0,001 мм. Индикатор закрепляли на шпильке по схеме, предусмотренной инструкцией по затяжке шпилек при монтаже изделия, т. е. с помощью детали *8* с винтом, таким образом, что его ножка упиралась в свободный торец стержня, закрепленного в нижнем конце шпильки.

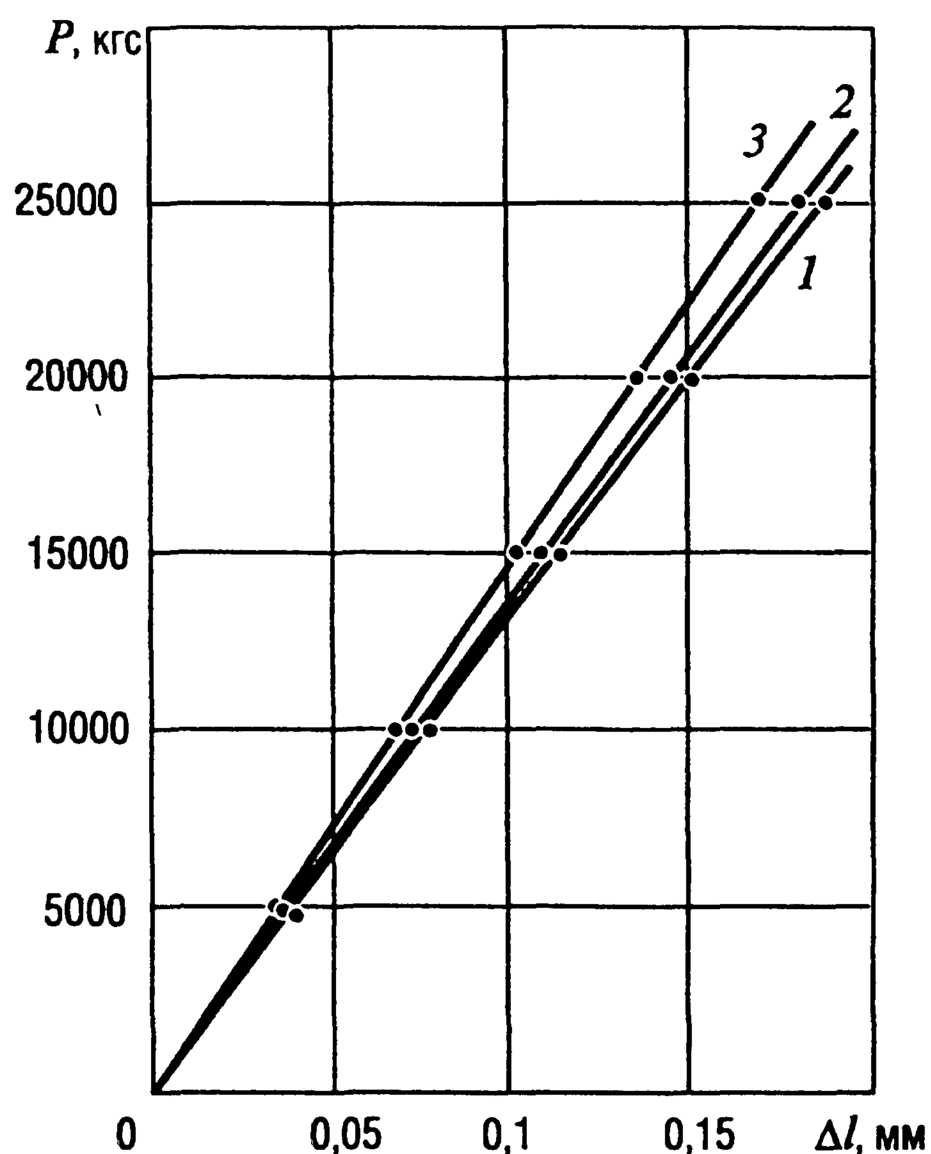


Рис. 124. Результаты измерения вытяжки шпилек № 258 (1), № 133 (2) и № 302 (3) на испытательной машине

Испытаниям были подвергнуты шпильки № 258, 133, 302 с гайками М48 № 224, 224 и 14, соответственно.

Диаграммы растяжения шпилек в координатах $P - \Delta l$ показаны на рис. 124.

По результатам испытаний можно сделать следующие выводы.

Фактическая податливость шпилек, подсчитанная по полученным результатам, составляет: $\lambda_1 = 7{,}36 \cdot 10^{-6}$ мм/кг — № 258; $\lambda_2 = 7{,}28 \cdot 10^{-6}$ мм/кг — № 133; $\lambda_3 = 6{,}72 \cdot 10^{-6}$ мм/кг — № 302, что соответствует приведенным длинам; $l_{пр}$ = 186,2; 182,0; 171,6 мм.

Фактические напряжения в шпильках при нагрузке 25 000 кг соответствуют: 20,2 кг/см^2 — № 258; 20,4 кг/см^2 — № 133; 20,0 кг/мм^2 — № 302, т. е. ниже половины предела текучести для стали ЭИ-612.

Фактические напряжения в шпильках при деформации $\Delta l = 0{,}28$ мм (деформация, рекомендуемая инструкцией по монтажу) составляет:

№ 258 — 30,7 кг/мм^2 ($E = 2{,}04 \cdot 10^4$ кг/мм^2; $F = 1239{,}8$ мм^2);
№ 133 — 31,4 кг/мм^2 ($E = 2{,}04 \cdot 10^4$ кг/мм^2; $F = 1225{,}7$ мм^2);
№ 302 — 33,3 кг/мм^2 ($E = 2{,}04 \cdot 10^4$ кг/мм^2; $F = 1251{,}4$ мм^2).

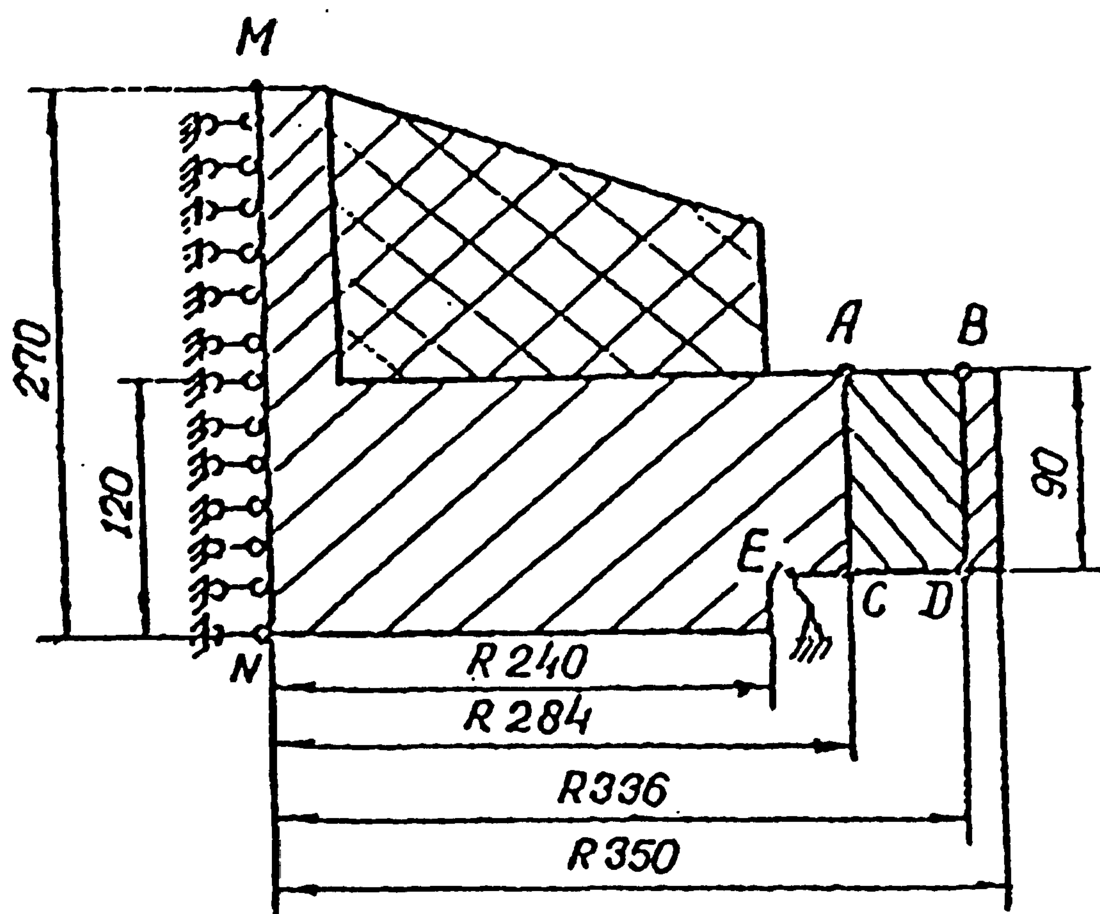


Рис. 125. Расчетная схема крышки коллектора

С учетом допускаемого напряжения $[\sigma] = \sigma_{0,2}/2 = 22,5$ кг/мм, перегрузка шпилек при нормированной вытяжке $\Delta l = 0,27$ мм составляет: № 258 — 36%; № 133 — 39,6%; № 302 — 48%.

Далее был рассмотрен случаи затопления узла уплотнения горячего коллектора с температурой 290 °С водой второго контура с температурой 260 °С.

Цель проведенного расчета состояла в определении напряжений в шпильке коллектора, возникающих в результате температурной деформации крышки при появлении в последней температурного перепада 30 °С. Предполагали, что температура изменяется линейно по толщине крышки и постоянна по ребрам жесткости. Поскольку шпильки и крышка составляют статически неопределимую систему, усилия в шпильках вычисляли с помощью метода сил. Перемещения крышки под действием температурного поля и податливости крышки от усилия воздействия между крышкой и шпилькой определяли путем численного моделирования деформированного состояния крышки методом конечных элементов. Задачу решали в осесимметричной постановке. (рис. 125). Ребра жесткости моделировали слоем сплошного материала, имеющего модуль упругости в 10 раз меньший, чем модуль основного материала. Модуль упругости материала в кольце, ослабленном отверстиями под шпильки (между линиями *АВ* и *СД*), принимали на 1/3 треть меньшим, чем у основного материала.

Предполагали, что крышка шарнирно оперта по кольцу, проходящему через точку E. Область, показанная на рис. 125, была разбита на 650 треугольных конечных элементов.

Результаты расчета показали, что среднее растягивающее напряжение от термического воздействия при затоплении котловой водой в наименьшем поперечном сечении шпильки (имеющем площадь F_{min}) составляет $\sigma = X/F_{min} = 4{,}5$ кг/мм^2.

Анализ условия плотности крышки коллектора. Во время действия рабочего давления и температуры для сохранения герметичности должно быть соблюдено условие

$$Q_{зат} \geq P_{пр.раб} + (1 - \chi)P_{раб} - Q_t \,. \qquad (129)$$

При работе элементов узла уплотнения в упругой области соотношение (129) остается постоянным и может быть изменено только при изменении рабочего давления $P_{раб}$ или перепада температур на узле. По данным испытаний внутренним давлением 195 атм плотность обеспечивается при $Q_{зат} = 555\,000$ кг. Тогда, с учетом того, что $\chi = 0{,}02$, имеем

$$P_{пр.раб} = 555\,000 - (1 - 0{,}02)\,378\,000 = 184\,560 \text{ кг}. \qquad (130)$$

Для обеспечения условия (129) минимальное усилие затяга в рабочем режиме должно быть

$$(Q_{зат})_{мин} = 184\,560 + (1 - 0{,}02)\,153\,200 - 59\,616 = 275\,076 \text{ кг}.$$

Если в шпильке в процессе эксплуатации (т.е. после затяга усилием $(Q_{зат})_{мин}$) происходят пластические деформации, усилие затяга уменьшается. Пластическая деформация в шпильке $\Delta l_{пл.\,кр}$, необходимая для нарушения условия плотности (129), зависит от начальной вытяжки шпильки $\Delta l_{нач}$ и составляет

$$\Delta l_{пл.кр} = \Delta l_{нач} - \Delta l_{разупл} \,, \qquad (131)$$

где

$$\Delta l_{разупл} = \frac{(Q_{зат})_{min}}{Z}\lambda_{ш} = \frac{275076\,\text{кг}}{20} \cdot 7{,}12 \cdot 10^{-6} \text{ мм/кг} \approx 0{,}10 \text{ мм}.$$

Причинами появления пластической деформации в шпильке в эксплуатации могут быть: ползучесть, циклическое разупрочнение и накопление односторонних циклических пластических де-

ние и накопление односторонних циклических пластических деформаций [81, 82 и др.], и кратковременные нагрузки шпилек напряжениями, превышающими предел упругости за счет эксплуатационного термомеханического воздействия (последнее — наиболее вероятно).

Оценим приближенно величину напряжений кратковременной перегрузки шпильки ($\Delta\sigma$), необходимую для возникновения протечки.

Уравнение для $\Delta\sigma$ имеет вид

$$\Delta\sigma = \sigma_{упр} - \sigma_{нач} + \frac{\lambda_ш F_ш E}{l_0\left(1 - \bar{E}_т\right)}\left(\sigma_{нач} - \sigma_{разупл}\right). \tag{132}$$

Оно получено в предположении линейного уравнения деформирования в пластической области с коэффициентом упрочнения $E_т$ или $\bar{E}_т = E_т/E$ и пределом упругости $\sigma_{упр}$. Здесь $\sigma_{нач}$ — напряжение затяга; $\sigma_{разупл}$ — напряжение в шпильке, соответствующее $(Q_{зат})_{мин}$:

$$\sigma_{разупл} = \frac{275076\ кг}{20 \cdot 1242\ мм^2} = 11{,}07\ кг/мм^2.$$

При выводе уравнения (132) учитывали, что пластическая деформация в шпильке при условном упругом напряжении $\sigma_{max} = \sigma_{нач} + \Delta\sigma$ в ее гладкой части, длина которой $l_0 = 100$ мм, составляет

$$\Delta l_{пл} = \frac{1}{E}\left(\sigma_{нач} + \Delta\sigma - \sigma^{д}\right), \tag{133}$$

где $\sigma^{д}$ — действительное напряжение в шпильке в упруго-пластической области;

$$\sigma^{д} = \sigma_{упр} + \bar{E}_т\left(\sigma_{нач} + \Delta\sigma - \sigma_{упр}\right). \tag{134}$$

Коэффициент упрочнения оценивали с учетом соотношения $\sigma_{0,2}/\sigma_в = 0{,}56$ и принимали равным $\bar{E}_т = 0{,}17$, а $\sigma_{упр}$ расчитывали с учетом предела текучести $\sigma_{0,2} = 45$ кг/мм^2.

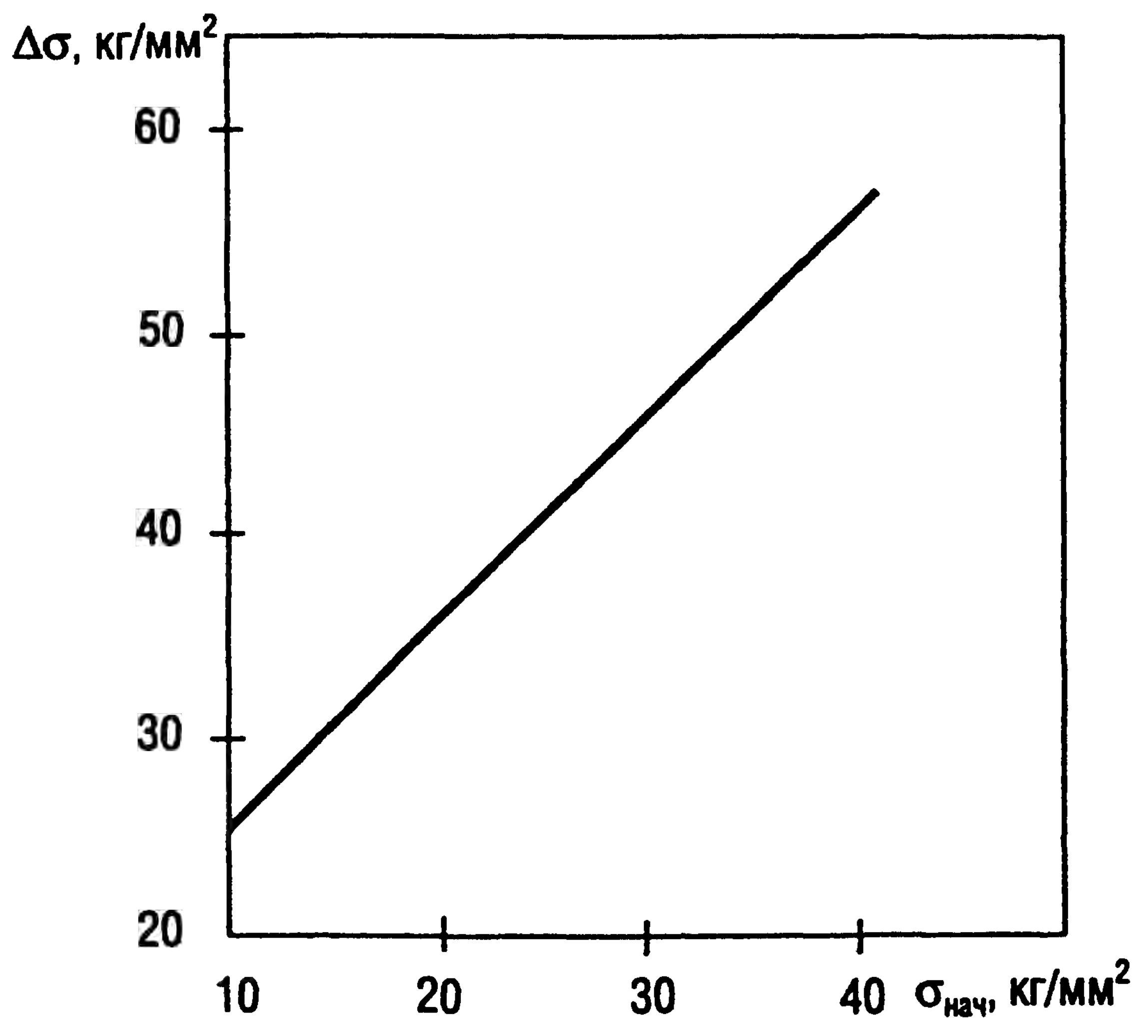


Рис. 126. Зависимость между напряжением в шпильке, возникающем при затяге, и дополнительным циклическим напряжением $\Delta\sigma$, необходимым для снижения усилия затяга до уровня, при котором образуется течь

Результаты расчета по формуле (132) представлены в графическом виде на рис. 126, откуда следует, что чем выше напряжение от затяга, тем большее дополнительное напряжение необходимо, чтобы образовались протечки. Значения $\Delta\sigma$, определенные для диапазона $\sigma_{нач}$= 30–40 кг/мм, равны 45–55 кг/мм^2. Эти результаты показывают, что рассмотренные выше режимы не обеспечивают разгерметизацию узла уплотнения.

Следовательно, разуплотнение от термомеханического воздействия возможно лишь:

1) при сочетании процессов ползучести, циклического разупрочнения, накопления односторонних циклических деформаций и циклических кратковременных перегрузок шпилек;

2) при термоударе со стороны первого контура, обеспечивающем перепад температур на крышке коллектора $\Delta t \gg 30$ °С;

3) при резком охлаждении крышки коллектора со стороны второго контура, обеспечивающем перепад температур на крышке $\Delta t \gg 30$ °С.

Реально в условиях АЭС механизмы *1* и *3* не могут привести к разуплотнению. В то же время реализация механизма *2* возможна по следующей схеме: при работе реактора на мощности про-

исходит отключение петли главными запорными задвижками (ГЗЗ). Отключенная часть (в которой находится ПГ) остывает, затем ГЗЗ быстро открывают, и горячая вода из реактора поступает в коллектор. Крышка коллектора испытывает термоудар и прогибается, прокладки из мягкого никеля сжимаются, а шпилька получает также остаточные пластические деформации. Образуется устойчивая протечка в узле уплотнения.

Анализ условия прочности и ресурсоспособности шпилек коллектора при циклическом нагружении. При расчете принимали теоретический коэффициент концентрации напряжений $\alpha_т = 4$, коэффициент чувствительности к концентрации напряжений $q = 0{,}588$, коэффициенты запаса прочности $n_\sigma = 1{,}5$ и $n_N = 3$, а также $n_\sigma = n_N = 1$. В качестве расчетных режимов рассматривали режим затяга шпильки на $\Delta l = 0{,}35$ мм с последующим выходом на стационарный рабочий номинальный уровень температуры и давления (3 цикла) и режим нестационарного температурного воздействия, при котором на крышке образуется перепад температур $\Delta t = 30$ °С, и, кроме этого, имеется несоответствие температур между крышкой коллектора (шпилька холодней на 30 °С). Число циклов второго режима принимали равным числу срабатываний АЗ. Приращение среднего напряжения за счет более холодной шпильки $\Delta\sigma_т^{tш}$ оценивали по формуле

$$\Delta\sigma_т^{tш} = \frac{\Delta t \alpha_ш l_ш}{\left(\lambda_р + \lambda_{сж}\right) F_ш} = 5{,}2 \text{ кг/мм}^2,$$

в которой Δt=30 °С; $\alpha_ш = 15{,}9 \cdot 10^{-6}$ град$^{-1}$, $l_ш = 100$ мм; $\lambda_р$ — податливость растянутых элементов узла уплотнения, $\lambda_р = \lambda_ш = 7{,}3 \cdot 10^{-6}$ мм/кг; $\lambda_{сж}$ — податливость сжатых элементов узла уплотнения, $\lambda_{сж} = \frac{\chi}{1-\chi}\lambda_р \approx 0{,}02\lambda_р$; $F_ш = 1242$ см^2.

Изгибные напряжения в шпильке оценивали приближенно:

1) при затяге и в случае перепада температур на шпильке — крышке считали, что $\sigma_и$ прямо пропорциональны среднему напряжению в шпильке, и определяли с использованием данных поверочного расчета прочности;

2) при термическом изгибе $\sigma_и \cong \sigma_m^l \frac{\Delta_B^T - \Delta_A^T}{\Delta^T} = 4$ кг/мм^2.

Таблица 35. **Расчет допустимых чисел циклов нагружения**

<table>
<tr><th rowspan="2">Вид цикла</th><th rowspan="2">σ_m, кг/мм^2</th><th rowspan="2">r</th><th rowspan="2">N_i</th><th colspan="3">$n_\sigma = 1,5$; $n_N = 3$</th><th colspan="3">$n_\sigma = n_N = 1$</th></tr>
<tr><th>$[N]$</th><th>$\frac{N_i}{[N]_i}$</th><th>a</th><th>$[N]_i$</th><th>$\frac{N_i}{[N]_i}$</th><th>a</th></tr>
<tr><td>«Исходное состояние + затяг + номинальный рабочий режим + затяг + исходное состояние»</td><td>42,5</td><td>0</td><td>3</td><td>6</td><td>0,5</td><td rowspan="2">0,53</td><td>18</td><td>0,17</td><td rowspan="2">0,18</td></tr>
<tr><td>«Номинальный рабочий режим + нестационарное термическое воздействие на узел уплотнения + номинальный рабочий режим»</td><td>52,2</td><td>0,95</td><td>28</td><td>923</td><td>0,03</td><td>2910</td><td>0,01</td></tr>
</table>

Расчет допускаемых чисел циклов нагружения $[N]$ определяли по методике [74] (табл. 35).

Суммарная накопленная повреждаемость $a < 1$, следовательно, сопротивление шпильки усталости обеспечено.

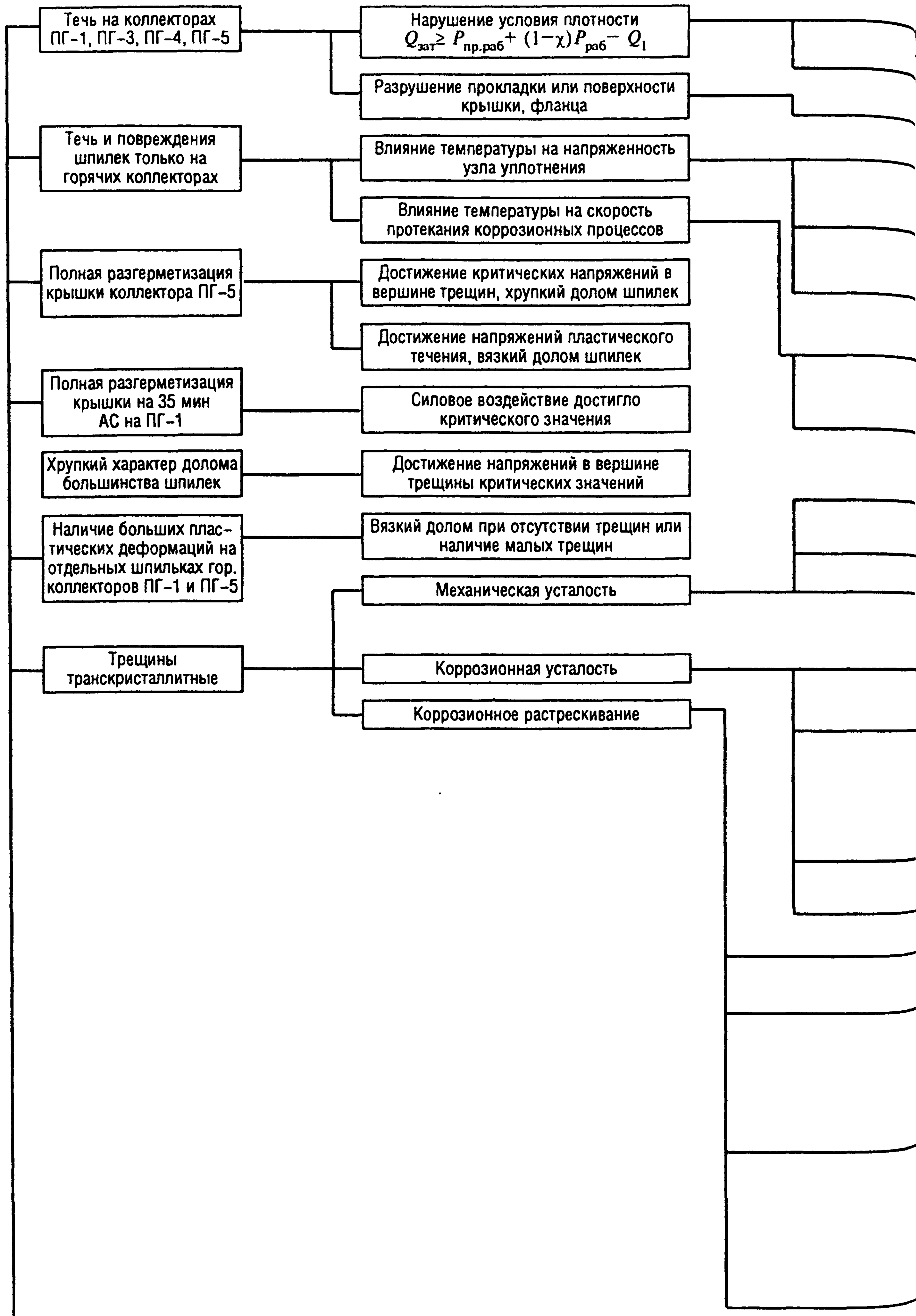
С учетом высокого уровня повреждения от циклического воздействия и характера развития трещин разрушения шпильки можно трактовать как коррозионную усталость. Так как в этом случае $a = 1$, факторы, вызвавшие разрушение шпилек, можно расставить в следующий ряд (в порядке убывания): коррозионная среда; циклы «исходное состояние + затяг + номинальный рабочий + затяг + исходное состояние», циклы «номинальный рабочий + термическое воздействие на крышку коллектора + перепад температур на крышке и шпильке + номинальный рабочий».

Был проведен детальный анализ причин повреждения с учетом большого числа гипотез о причинах ускоренного исчерпания ресурса и разрушения шпилек, высказанных членами комиссии.

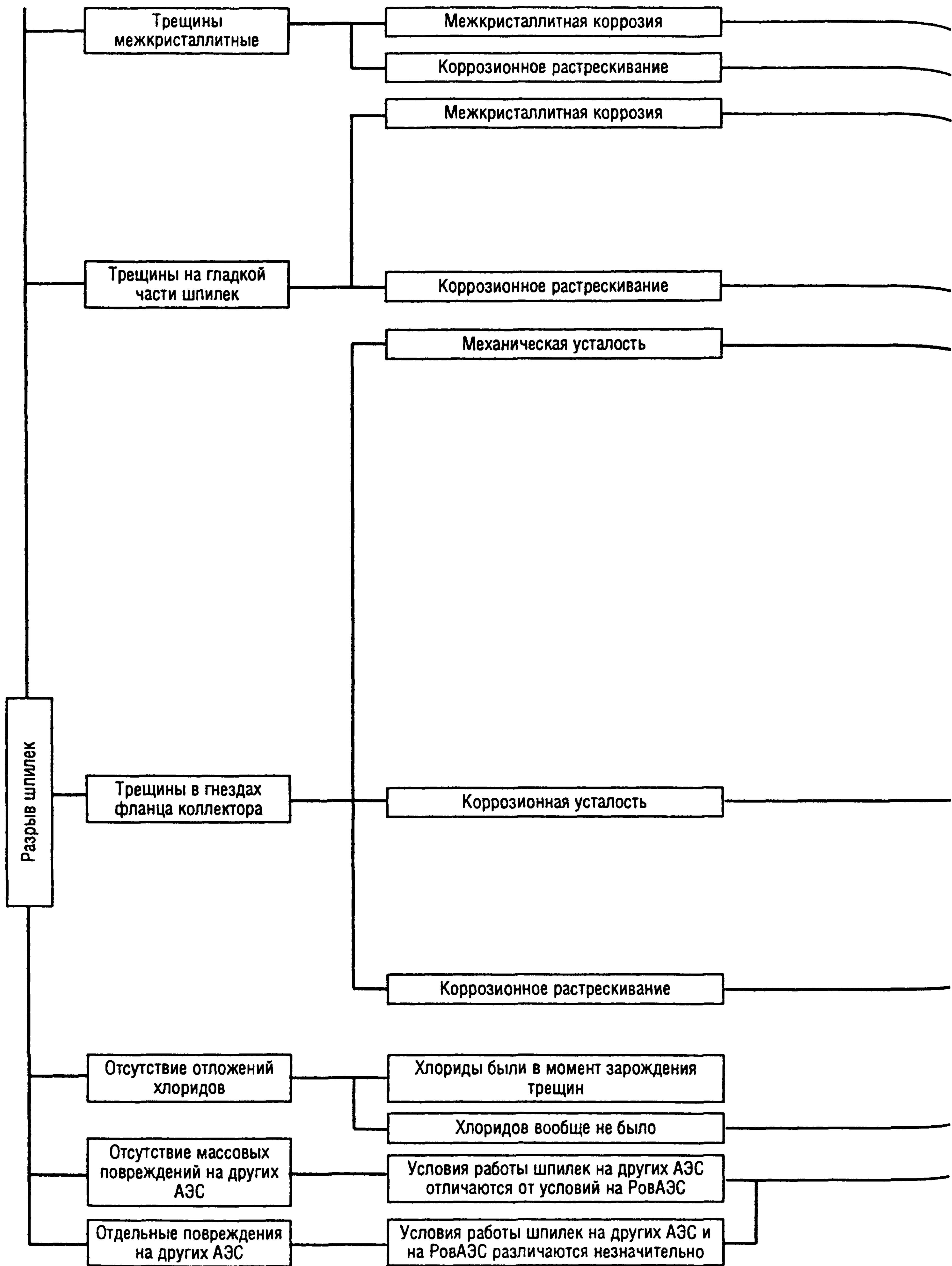
Анализ причин повреждения проводили с графическим отображением процесса повреждения (рис. 127) [83].

На I этапе выделили основные признаки повреждения (всего 13 признаков, рис. 127).

На II этапе выделили факторы, которые могли привести к появлению признаков повреждения, указанных выше.


ЭТАП I
ЭТАП II
Течь на коллекторах ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4, ПГ-5
Нарушение условия плотности $Q_{зат} \geq P_{пр.раб} + (1-\chi)P_{раб} - Q_1$
Разрушение прокладки или поверхности крышки, фланца
Течь и повреждения шпилек только на горячих коллекторах
Влияние температуры на напряженность узла уплотнения
Влияние температуры на скорость протекания коррозионных процессов
Полная разгерметизация крышки коллектора ПГ-5
Достижение критических напряжений в вершине трещин, хрупкий долом шпилек
Достижение напряжений пластического течения, вязкий долом шпилек
Полная разгерметизация крышки на 35 мин АС на ПГ-1
Силовое воздействие достигло критического значения
Хрупкий характер долома большинства шпилек
Достижение напряжений в вершине трещины критических значений
Наличие больших пластических деформаций на отдельных шпильках гор. коллекторов ПГ-1 и ПГ-5
Вязкий долом при отсутствии трещин или наличие малых трещин
Механическая усталость
Трещины транскристаллитные
Коррозионная усталость
Коррозионное растрескивание

ЭТАП III	ЭТАП IV	ЭТАП V
Уменьшение Q_1	Пластическая деформация в шпильке (прокладке)	Неправильный выбор вытяжки шпильки при затяге; Перетяг шпильки при монтаже; Дополнительные циклические термические напряжения
Уменьшение $Q_{зат}$	Пластическая деформация в шпильке (прокладке)	Неправильный выбор вытяжки шпильки при затяге; Перетяг шпильки при монтаже; Дополнительные циклические термические напряжения
Не подтвердился		
Стационарный режим или разогрев из холодного состояния		
Заброс воды на крышку коллектора		
Вывод циркуляционной петли из горячего резерва		
Ускорение процесса коррозионного разрушения металла	Не рассматривается из-за незначительного влияния	
Повышение концентрации коррозионно-активных элементов за счет выпаривания		
Превышение допустимого числа циклов нагружения	Не подтвердилось	
Некондиционный материал	Не подтвердилось	
Превышение допустимых напряжений	От действия затяга, внутреннего давления, температуры	Не подтвердилась
	От действия вибрационных нагрузок	Маловероятно из-за высокой жесткости узла
Повышенная агрессивность среды второго контура	Влияние сухого пара второго контура	Влияние возможно, но незначимо
	Влияние влажного пара второго контура	Влияние возможно, но незначимо
	Влияние воды второго контура (при забросах)	Влияет, забросы требуют дополнительных доказательств
Повышенная агрессивность среды первого контура	Протечки со стороны первого контура	
Повышение допустимого уровня напряжений	От действия затяга, внутреннего давления, температуры	
	От действия вибрационных нагрузок	Маловероятно из-за высокой жесткости узла
Некондиционный материал	Не подтвердился	
Некондиционный материал	Не подтвердился	
Высокий уровень растягивающих напряжений	От затяга	
	От действия давления и температуры	Не является существенным
Повышенная агрессивность воды второго контура	Сухой пар при номинальном уровне в ПГ	Влияние возможно, но незначимо
	Влажный пар при повышенном уровне в ПГ	Влияние возможно, но незначимо
	Вода второго контура при забросах на крышку	Влияет, забросы требуют дополнительных доказательств
Влияние воды первого контура	Протечки через прокладки	


Разрыв шпилек
Трещины межкристаллитные
Межкристаллитная коррозия
Коррозионное растрескивание
Межкристаллитная коррозия
Трещины на гладкой части шпилек
Коррозионное растрескивание
Механическая усталость
Трещины в гнездах фланца коллектора
Коррозионная усталость
Коррозионное растрескивание
Отсутствие отложений хлоридов
Хлориды были в момент зарождения трещин
Хлоридов вообще не было
Отсутствие массовых повреждений на других АЭС
Условия работы шпилек на других АЭС отличаются от условий на РовАЭС
Отдельные повреждения на других АЭС
Условия работы шпилек на других АЭС и на РовАЭС различаются незначительно

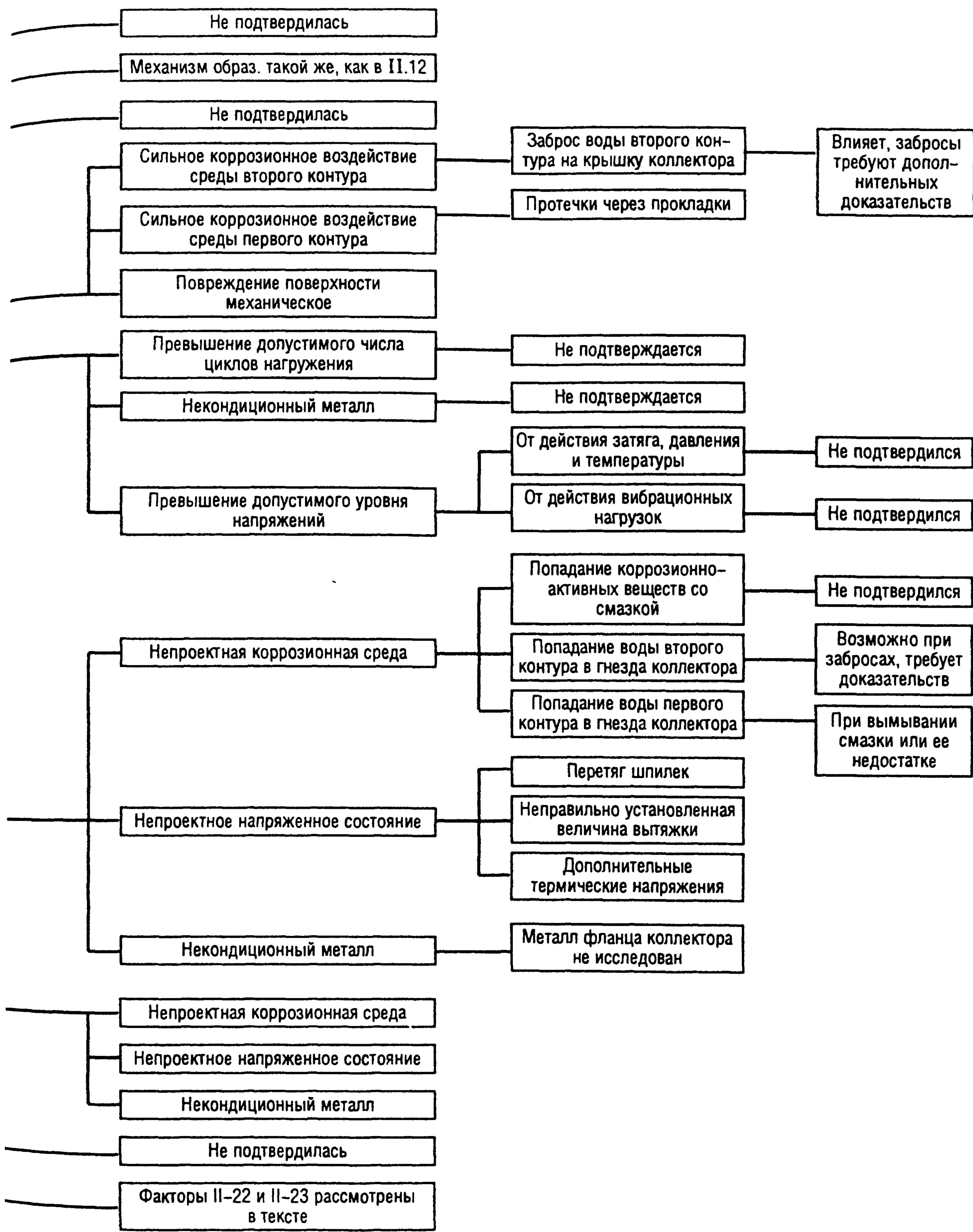


Рис. 127. Последовательность анализа причин повреждения шпилек коллектора ПТВ 440

Признак I.1. Течь на коллекторе может появиться:

1) при нарушении условия плотности

$Q_{зат} \geq Q_{пр.раб} + (1 - \chi) Q_{ряд}$;

2) при разрушении прокладки или поверхностей крышки или фланца.

Признак I.2. Течь и повреждение шпилек на горячих коллекторах можно объяснить влиянием температуры и ее градиента ($\Delta t \geq 30$ °С):

3) влияние температуры на протяженность узла уплотнения;

4) влияние температуры на скорость протекания коррозионных процессов.

Признак I.3. Полная разгерметизация крышки коллектора ПГ-5. Внезапная разгерметизация произошла вследствие обрыва нескольких шпилек. Это могло произойти в результате достижения критических напряжений в шпильках. При этом возможно:

5) достижение критических напряжений в вершине трещин, хрупкий долом шпилек;

6) достижение напряжений пластического течения. Вязкий характер разрушения.

Признак I.4. Полная разгерметизация крышки на 35 минуте аварийной ситуации (АС) на ПГ-1:

7) достижение уровнем силового воздействия критического значения.

Признак I.5. Хрупкий характер долома большинства шпилек. Объясняется фактором II.5:

8) достижение напряжений в вершине трещины критических значений.

Признак I.6. Наличие пластических деформаций на отдельных шпильках горячих коллекторов ПГ-1, ПГ-5. Может быть объяснено вязким характером разрушения шпилек. Наличие одновременно хрупкого и вязкого типов разрушения указывает на то, что вязкое разрушение происходило на шпильках, на которых размеры трещин не достигли критических значений:

9) вязкий долом при отсутствии трещин или наличии маленьких трещин.

Признак I.7. Транскристаллитные трещины. В условиях узла уплотнения могут появиться в результате:

10) механической усталости;

11) коррозионной усталости;

12) коррозионного растрескивания.

Признак I.8. Межкристаллитные трещины. Могут появиться в результате:

13) межкристаллитной коррозии;

14) коррозионного растрескивания.

Признак I.9. Трещины на гладкой части шпильки. Расположены вне зоны концентрации напряжений. С учетом высокого уровня концентрации напряжений в резьбе ($\alpha_т = 4$) и характера трещин (преимущественно межкристаллитного ветвящегося характера оставлено два варианта их происхождения:

15) межкристаллитная коррозия;

16) коррозионное растрескивание.

Признак I.10. Трещины в гнездах фланца коллектора:

17) механическая усталость;

18) коррозионная усталость;

19) коррозионное растрескивание.

Признак I.11. Отсутствие отложений хлоридов.

С учетом возможности удаления отложений хлоридов в момент аварийной ситуации, принимают два варианта:

20) хлориды были в момент зарождения и развития трещин;

21) отложений хлоридов не было.

Признак I.12. Отсутствие массовых повреждений на других АЭС:

22) условия работы шпилек на других АЭС отличаются от условий на РовАЭС.

Признак I.13. Отдельные повреждения на других АЭС. Так как разрушение материалов имеет статистическую природу, а шпильки с фиксируемой вытяжкой на всех АЭС (НВАЭС, КолАЭС, АрмАЭС, РовАЭС) насчитывают максимальный ресурс менее 7 лет, принято что:

23) условия работы шпилек на других АЭС и на РовАЭС различаются незначительно.

Признаки I.12 и I.13 в настоящем разделе не анализируются и рассмотрены более подробно в разд. 3.2.4.9.

Этап III

Фактор II.1. Нарушение условий плотности (3.39) может произойти в эксплуатации либо при увеличении правой части уравнения (3.39):

1) при уменьшении термической составляющей усилия в узле уплотнения Q_t;
при уменьшении левой части уравнения:
2) при уменьшении усилия затяга $Q_{зат}$.

Величина Q_t является функцией материала и формы прокладки, а $Q_{раб}$ — внутреннего давления, поэтому их изменение в эксплуатации не рассматривается. Коэффициент нагрузки χ зависит от жесткости всех элементов узла уплотнения, может меняться в процессе эксплуатации, однако из-за своей малости в дальнейшем не рассматривается.

Фактор II.2. Разрушение прокладки или поверхностей уплотнения крышки или фланца при обследовании не подтвердились.

Фактор II.3. Влияние температуры на напряженность узла уплотнения горячего коллектора. Как показано в разд. 3.2.4.5, на горячем коллекторе уровень напряжений выше, чем на холодном коллекторе. При этом можно выделить:
3) влияние температуры на напряженность шпилек в рабочем режиме;
4) влияние температуры на напряженность шпильки при забросе воды второго контура на крышку;
5) влияние температуры на напряженность шпильки при выводе петли из горячего резерва.

Фактор II.4. Температура ($\Delta t \geq 30$ °С) может влиять двояким образом:
6) ускорить процесс коррозионного разрушения металла;
7) выпарить воду на поверхностях металла

горячего коллектора и повысить концентрацию хлоридов и щелочей*.

Фактор II.5. Хрупкий долом шпилек, изготовленных из аустенитной стали, возможен в среде водяного пара [84]. Механизм разрушения следующий. Зародившаяся трещина развивается, уменьшая эффективное сечение шпильки. При этом нагрузка, воспринимаемая шпилькой, остается почти неизменной (т.к. жесткость шпильки при единичной трещине не должна заметно уменьшаться, а напряжения в нетто-сечении возрастают). Так, при наличии кольцевой трещины глубиной 1 мм средние напряжения увеличиваются в сечении трещины на 10%. Это приводит к ускорению движения трещины, увеличению коэффициента интенсивности напряжений в вершине трещины и, в конечном итоге, к хрупкому быстрому долому шпильки.

Так как альтернативного объяснения хрупкому долому шпильки нет, описанный механизм принимается окончательным.

Фактор II.6. Вязкий долом возможен при условии, что размер трещин не достиг еще критических значений, а уровень средних напряжений в шпильке значительно превысил предел текучести, и металл шпильки перешел в состояние пластического течения. Возможен, когда разрушилось большое число шпилек. Определим приближенное число шпилек (*Z*), оставшихся на крышке, при котором шпильки переходят в состояние развитых пластических деформаций:

Предложено акад. М.А. Стыриковичем и, независимо, к.т.н. М.Д. Абрамовичем.

Принимая приближенно $\sigma = 1{,}5\sigma_{0,2}$, получим:

$$Z = \frac{153200}{1{,}5 \cdot 45 \cdot 1242} = 2 \text{ шпильки.}$$

С учетом эффекта неравномерности нагрузки можно принять, что шпилек было несколько больше. Полученное число объясняет, почему шпильки со следами заметных пластических деформаций на коллекторах ПГ-1 и ПГ-5 малочисленны. Предложенный механизм, в виду отсутствия альтернативного, принимается окончательным.

Фактор II.7. Силовое воздействие достигло критического значения на 35-й минуте АС за счет повышения давления в первом контуре до 105 атм, снижения давления во втором контуре до 25 атм, возможного подрастания трещин за 35 мин АС (по коррозионному механизму), снижению температуры примерно до 200 °С и увеличению скорости приложения нагрузки. Предложенный механизм долома шпилек на горячем коллекторе ПГ-1 принимается окончательным в виду отсутствия альтернативного.

Фактор II.8. Принимается окончательным. Механизм такой же, как и у фактора *II.5.*

Фактор II.9. Принимается окончательным. Механизм такой же, как и у фактора *II.6.*

Фактор II.10. Механическая усталость возможна, если имеет место:

8) проектный уровень напряжении при превышении допустимых чисел циклов нагружения;

9) проектный уровень напряжений при некондиционном материале;

10) превышение проектных амплитуд напряжения.

Фактор II.11. Коррозионная усталость возможна, если имеет место:

11) проектное напряженное состояние при проектной коррозионной среде второго контура:

12) повышенная агрессивность воды первого контура:

13) непроектное напряженное состояние и проектная коррозионная среда;

14) некондиционный металл.

Фактор II.12. Коррозионное транскристаллитное растрескивание возможно, если имело место следующее:

15) некондиционный материал;

16) высокий уровень растягивающих напряжений;

17) повышенная агрессивность воды второго контура;

18) влияние воды первого контура (протечки).

Фактор II.13. Межкристаллитная коррозия не подтвердилась прямыми испытаниями материала шпилек РовАЭС на МКК, проведенными Львовэнерго [470].

Фактор II.14. Коррозионное растрескивание с образованием межкристаллитных трещин возможно при тех же условиях, что и коррозионное растрескивание с образованием транскристаллитных трещин. Поэтому далее рассматривают причины только по фактору *II.12.*

Фактор II.15. МКК не подтвердилось прямыми испытаниями материала шпилек РовАЭС, проведенными Львовэнерго [470].

Фактор II.16. Трещины на гладкой части шпилек, т.е. в области относительно резьбовой части низких растягивающих напряжений возможны при:

19) сильном коррозионном воздействии среды второго контура;

20) сильным коррозионном воздействии среды первого контура;

21) наличии повреждений поверхности шпильки (царапины, задиры и др.).

Фактор II.17. Механическая усталость металла днища коллектора возможна при:

22) превышении числа циклов нагружения проектных значений;

23) некондиционном материале;

24) превышении напряжений допустимого уровня.

Фактор II.18. Коррозионная усталость фланца коллектора возможна при:

25) непроектной коррозионной среде;

26) непроектном напряженном состоянии;

27) некондиционном материале.

Фактор II.19. Коррозионное растрескивание фланца коллектора возможно при:

28) непроектной коррозионной среде;

29) непроектном напряженном состоянии;

30) некондиционном материале.

Фактор II.20. Повышенная концентрация хлоридов была в момент зарождения трещины, что можно объяснить механизмом выпаривания, описанным применительно к фактору *II.4.*

Фактор II.21. Повышение концентрации хлоридов в воде второго контура наблюдалось [470], поэтому настоящий фактор далее не рассматривается.

Фактор II.22 и 23. Рассмотрены подробно в следующем разделе.

Этап IV. Уменьшение усилия, вызванного температурным воздействием Q_t, возможно при переходе элементов узла уплотнения (шпильки, прокладки) в пластическое состояние.
Механизм приведен в разд. 3.2.4.6.
Для дальнейшего анализа выделили следующие факторы:

Фактор III.1. Пластическая деформация в элементах узла уплотнения (шпильке и, возможно, прокладке).

Фактор III.2. Уменьшение усилия затяга $Q_{зат}$ связано также (разд. 3.2.4.6) с пластической деформацией в элементах узла уплотнения (шпильке и, возможно, прокладке).

Фактор III.3. Влияние температуры ($+\Delta t = 30$) на горячем коллекторе, как показано в разд. 3.2.4.5, приводит к повышению общей напряженности шпильки.

Фактор III.4. При забросе воды второго контура на крышку коллектора дополнительное среднее напряжение в шпильке возрастает на 4,5 кг/мм^2 (разд. 3.2.4.5).

Фактор III.5. При выводе петли из горячего резерва дополнительное напряжение в шпильке может достигать $\Delta\sigma = 9{,}7$ кг/мм^2 (разд. 3.2.4.5).

Фактор III.6. Ускорение процесса коррозионного разрушения за счет повышения температуры на $\Delta t = 30$ °С принципиально может иметь место. Однако из-за незначительности влияния этого фактора, его в дальнейшем не рассматривают.

Фактор III.7. Повышение концентрации коррозионно-активных элементов (ионов хлора, натрия, калия) на горячем коллекторе происходит в большей степени, чем на холодном.

Фактор III.8. Превышение допустимого числа циклов нагружения, как показано в разд. 3.2.4.7, не установлено (по числу затягов, пусков и остановов на ППР, срабатываний АЗ).

Фактор III.9. Некондиционность металла не подтвердилась (разд. 3.2.4.2).

Фактор III.10. Превышение допустимого уровня напряжений рассматривали в двух вариантах:

3) от действия затяга, внутреннего давления и температуры;

4) от действия вибрационных нагрузок*.

Фактор III.11. Повышенная агрессивность среды при повышении уровня в ПГ. Так как возможность указанных состояний ПГ не доказана, но и не опровергнута, рассматриваемый фактор оставлен для

---

* Предложено к.т.н. Е.П. Лариным.

дальнейшего анализа в следующих вариантах:

5) коррозионное влияние среды второго контура при нормальном уровне линии раздела пар–вода (сухой пар);

6) коррозионное влияние среды первого контура при повышенном уровне линии раздела пар–вода (влажный пар);

7) забросы воды второго контура на крышку коллектора.

Фактор III.12. Повышенная агрессивность воды первого контура возможна только при:

8) наличии протечек.

Фактор III.13. Превышение допустимого уровня напряжений рассматривали в двух вариантах:

9) от действия затяга, внутреннего давления и температуры;

10) от действия вибрационных нагрузок.

Фактор III.14. Некондиционность металла не подтвердилась

Фактор III.15. То же.

Фактор III.16. Высокий уровень растягивающих напряжений установлен. Превышение допустимого уровня достигается:

11) в момент затяга;

12) в различных эксплуатационных режимах.

Фактор III.17. Повышенная агрессивность воды второго контура:

13) сухого пара при нормальном уровне воды второго контура.

14) влажного пара при повышенном уровне

воды второго контура;
15) воды второго контура при заливе крышки коллектора.

Фактор III.18. 16) наличие протечек.

Фактор III.19. Сильное коррозионное воздействие среды второго контура возможно при:
17) забросах воды второго контура на крышку коллектора с последующим медленным упариванием.

Фактор III.20. Коррозионное воздействие среды первого контура возможно только при:
18) протечках.

Фактор III.21. Механическое повреждение поверхностей шпильки возможно в процессе монтажа и транспортировки. Как показал осмотр шпилек из ЗИПа, бывших на горячей обкатке на КолАЭС, некоторые шпильки имеют значительные повреждения поверхности. Возможность коррозионного растрескивания шпилек в гладкой части при наличии царапин подтверждается анализом, проведенным на НВАЭС [477].

Фактор III.23. Некондиционность материала не подтвердилась (разд. 3.2.4.2).

Фактор III.24. Превышение допустимого уровня напряжений рассматривали в двух вариантах:
19) от действия затяга, внутреннего давления, температуры;
20) от действия вибрационных нагрузок.

Фактор III.25(28). Непроектная коррозионная среда возможна при:

21) попадании хлоридов или других коррозионно-активных веществ со смазкой;

22) попадании воды второго контура в гнезда фланца коллектора;

23) попадании воды первого контура в гнезда фланца коллектора.

Фактор III.26(29). Непроектное напряженное состояние обусловлено:

24) перетягом шпилек (разд. 3.2.4.4);

25) неправильно установленной величиной вытяжки (разд. 3.2.4.4).

Фактор III.27(30). Металл фланца не исследовали.

Этап V

Фактор IV.1. Пластическая деформация в шпильке (прокладке) обусловлена:

1) неправильным выбором вытяжки шпильки при затяге;

2) перетягом шпильки при монтаже;

3) дополнительными циклическими термическими напряжениями

Фактор IV.2. Аналогично фактору *IV.1*

Фактор IV.3. Механическая усталость, определенная с учетом фактических напряжений в шпильке от действия затяга, внутреннего давления, температуры, не подтвердилась (разд. 3.2.4.7).

Фактор IV.4. Возникновение существенных вибрационных напряжений в шпильке маловероятно, т.к. узел уплотнения (крышка, шпильки, прокладки, шайбы, гайки) обладает высокой жесткостью, (т.е. собственные частоты узла очень высоки по сравнению с частотой возмущения, например, от ГЦН) и высокой демпфирующей способностью.

Фактор IV.5. Влияние пара первого контура при номинальном уровне воды в ПГ принимается несущественным. Ниже приведенное обоснование носит данные о коррозионном растрескивании стали ХН35ВТ в водной и паровой среде.

Предположим, что КР произошло от паровой среды, следовательно, коррозионное воздействие на шпильке горячих и холодных коллекторов было одинаковым. С точки зрения напряженного состояния шпильки горячих и холодных коллекторов различаются лишь величиною циклических термических напряжений, не существенно влияющих на процесс КР или коррозионной усталости из-за малой амплитуды, малого числа циклов и малой продолжительности воздействия.

Так как разрушились шпильки только горячих коллекторов, влияние паровой фазы принимается несущественным.

Фактор IV.6. Влияние пара принимается несущественным (обоснование такое же, как и для *IV.5*).

Фактор IV.7. Влияние воды второго контура на КР возможно при периодических забросах, которые требуют дополнительного доказательства.

Фактор IV.8. Влияние воды первого контура на КР имело место (разд. 3.2.4.7).

Фактор IV. 9. Превышение напряжениями допустимого уровня имело место (разд. 3.2.4.4).

Фактор IV.10. Возникновение существенных вибрационных напряжений маловероятно (см. фактор *IV.4*).

Фактор IV.11. Повышенный уровень напряжений от затяга имел место (разд. 3.2.4.4).

Фактор IV.12. Повышение напряжений от внутреннего давления и температуры для процесса КР не являлось существенным.

Фактор IV.13, 14, 15. Коррозионное воздействие среды второго контура (пар при номинальном или повышенном уровне воды и при забросах воды на шпильки) принимается только для случая забросов воды (см. факторы *IV.5, 6, 7*).

Фактор IV.16. Протечки через прокладки имели место.

Фактор IV.17. Заброс воды второго контура на шпильки вероятен, но требует дополнительного доказательства.

Фактор IV.18. Протечки через прокладки имели место.

Фактор IV.19. Не исследовали.

Фактор IV.20. Маловероятен (см. фактор *IV.4*).

Фактор IV.21. Не доказано.

Фактор IV.22. Возможно при недостаточной смазке. Требует дополнительного доказательства.

Фактор IV.23. Имели место при недостаточной смазке или ее вымывании.

Фактор IV.24. Имело место.

Фактор IV.25. То же.

Фактор IV.26. То же.

Фактор IV.27. Металл фланца коллектора в настоящей работе не исследовали.

Проведенный выше анализ выявил несколько факторов, приведших к повреждению шпилек. Для построения окончательной модели повреждения необходимо уточнить первопричину протечек. Из двух возможных механизмов разуплотнения — от термического воздействия и от коррозионного растрескивания в среде второго контура — предпочтение следует отдать первому, так как только термомеханическим воздействием можно объяснить следующие особенности разуплотнения и повреждения шпилек:

1) одновременное разуплотнение 4-х коллекторов в ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4, ПГ-5 20 марта 1981 г., спустя 3 мес. после начала эксплуатации;

2) одновременное разуплотнение 4-х коллекторов в ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4, ПГ-5 14 декабря 1981 г.

Второе разуплотнение произошло спустя 8 мес. после первого. Если бы шпильки были повреждены до 20 марта, то второе разуплотнение должно было произойти меньше, чем за 3 мес., так как процесс коррозионного растрескивания идет с ускорением.

3) на горячем коллекторе ПГ-6, на котором также были течи, не было обнаружено существенных повреждений шпилек;

4) отсутствие трещин на трех нитках верхней резьбы шпильки, находящихся ниже гайки при напряжениях, в 4 раза превышающих напряжения на гладкой части шпилек, на которой имеются трещины коррозионного растрескивания;

5) отсутствие трещин коррозионного растрескивания на корпусах горячих коллекторов.

На рис. 128. показана сетевая модель разуплотнения и повреждения шпилек коллекторов РовАЭС.

Таким образом, выполненный анализ прочности, ресурсоспособности и механизмов повреждения шпилек показал, что разрушение шпилек вызвано наложением комплекса факторов, связанных с недостатками проектирования и эксплуатации, а именно: не полный анализ возможных термовоздействий на узел уплотнения и ошибка в определении величины податливости шпильки на стадии проектирования, невыполнение требований

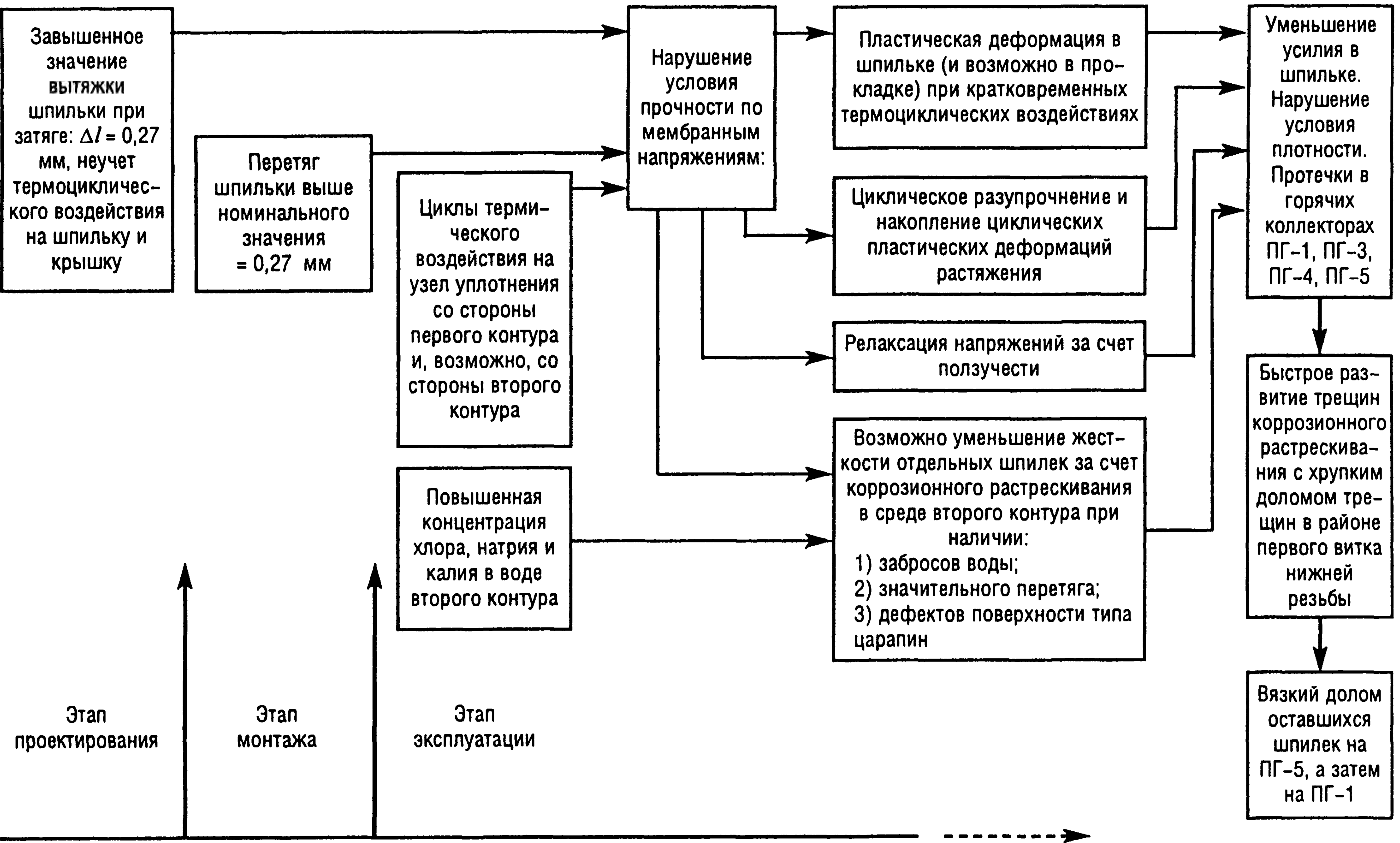


Рис. 128. Повреждение шпилек горячих коллекторов РовАЭС

к условиям эксплуатации по обеспечению проектной величины вытяжки шпилек и термогидравлических режимов в ПГ и эксплуатация ПГ с длительными протечками из первого контура во второй.

В случае соблюдения регламента эксплуатации в части термогидравлических режимов (прежде всего, недопущение разогрева ПГ со скоростью выше 30 °С/ч), недопущение протечек в узле уплотнения и перетяга шпилек при монтаже проектный ресурс шпилек может быть обеспечен без модернизации узла уплотнения. Однако в этом случае из-за повышенных напряжений (примерно на 40% выше требований Норм прочности АЭС [74]) возникает повышенная чувствительность шпилек и шпилечных гнезд к небольшим нарушениям водо-химического режима и поверхностным дефектам сплошности. Перенапряженность шпилек создает условия для единичных случаев повреждения шпилек и шпилечных гнезд, чем и объясняются единичные случаи, выявленные на НВАЭС и КолАЭС.

Для полного устранения опасности единичных повреждений (необходимо уменьшить проектную величину вытяжки Δl с 0,27 мм до 0,16—0,20 мм. В этом случае проектный ресурс будет обеспечен с большим запасом прочности, а узел уплотнения будет полностью отвечать требованиям НТД по прочности и безопасности.

Изложенные выше результаты исследований были оформлены в виде технического отчета [84] и переданы участникам комиссии, РовАЭС, Главному конструктору и в ВПО Союзатомэнерго МЭиЭ и использованы для принятия технических решений и разработки мероприятий по обеспечению ресурса, надежности и безопасности эксплуатации ПГ. В основном, были реализованы следующие мероприятия: запрет эксплуатации ПГ с протечками через узел уплотнения, запрет режима отключения ПГ с использованием ГЗЗ, ремонт или замена поврежденных элементов узлов уплотнения, установка вставок для уменьшения течи в случае повторного массового разрыва шпилек.

К сожалению, предложение о снижении нормативной вытяжки шпилек принято не было, что привело, как и предсказывалось в работе [84], к единичным повреждениям шпилек и фланцев. В

1997 г. нами совместно с представителями Главного конструктора (Б.И. Лукасевичем, С.Е. Давиденко и др.) был проведен дополнительный анализ ресурсоспособности узлов уплотнения [85] (работа была выполнена при поддержке и участии главного специалиста концерна Росэнергоатом В.Г. Васильева).

В работе еще раз была показана необходимость немедленного снижения вытяжки шпилек. В настоящее время ведутся работы на НВАЭС и КолАЭС с целью уменьшения нормативной величины вытяжки шпилек.

Как уже отмечалось в начале настоящего раздела, случай со шпильками интересен не только с методической точки зрения, но также и тем, что в нем наглядно проявилась связь ресурсоспособности элементов конструкций с безопасностью эксплуатации АЭС. К сожалению, с этих позиций авария на РовАЭС проанализирована недостаточно. Недостаточно были проанализированы технические аспекты, но, что самое главное, не была четко установлена и названа первопричина аварии — негативная роль «человеческого фактора», недостаточная компетентность в области прочности лиц, принимавших решение об эксплуатации ПГ с протечками в узле уплотнения.

*5.2.3. Теплообменные трубки ПГ II энергоблока БалАЭС (1996—99 гг.) [86, 87, 88]**

В рассматриваемом ниже случае показана количественная взаимосвязь ресурса, надежности и безопасности эксплуатации. С методической точки зрения случай интересен тем, что в нем в значительном объеме применена системная технология оценки и обеспечения ресурса, надежности и безопасности эксплуатации элементов конструкций АЭС.

Общее описание ПГ дано в предыдущем разделе. Схематическое изображение ПГ с ТОТ показана на рис. 129—131.

На этих схемах указаны цифровые обозначения дистанционирующих решеток ТОТ в направлении к «горячему» торцу ПГ.

---

* Исследования были проведены в рамках рабочей группы по вопросам эксплуатации ПГ (Руководитель Н.Н. Давиденко). В исследованиях принимали участие Б.И. Лукасевич, В.Ф. Титов и В.В. Денисов (ОКБ ГП), В.Ф. Погорелый и В.И. Полях (БалАЭС), С.А,. Немытов, К.А. Корниенко (концерн РЭА), В.К. Шамардин (НИАР) и др.

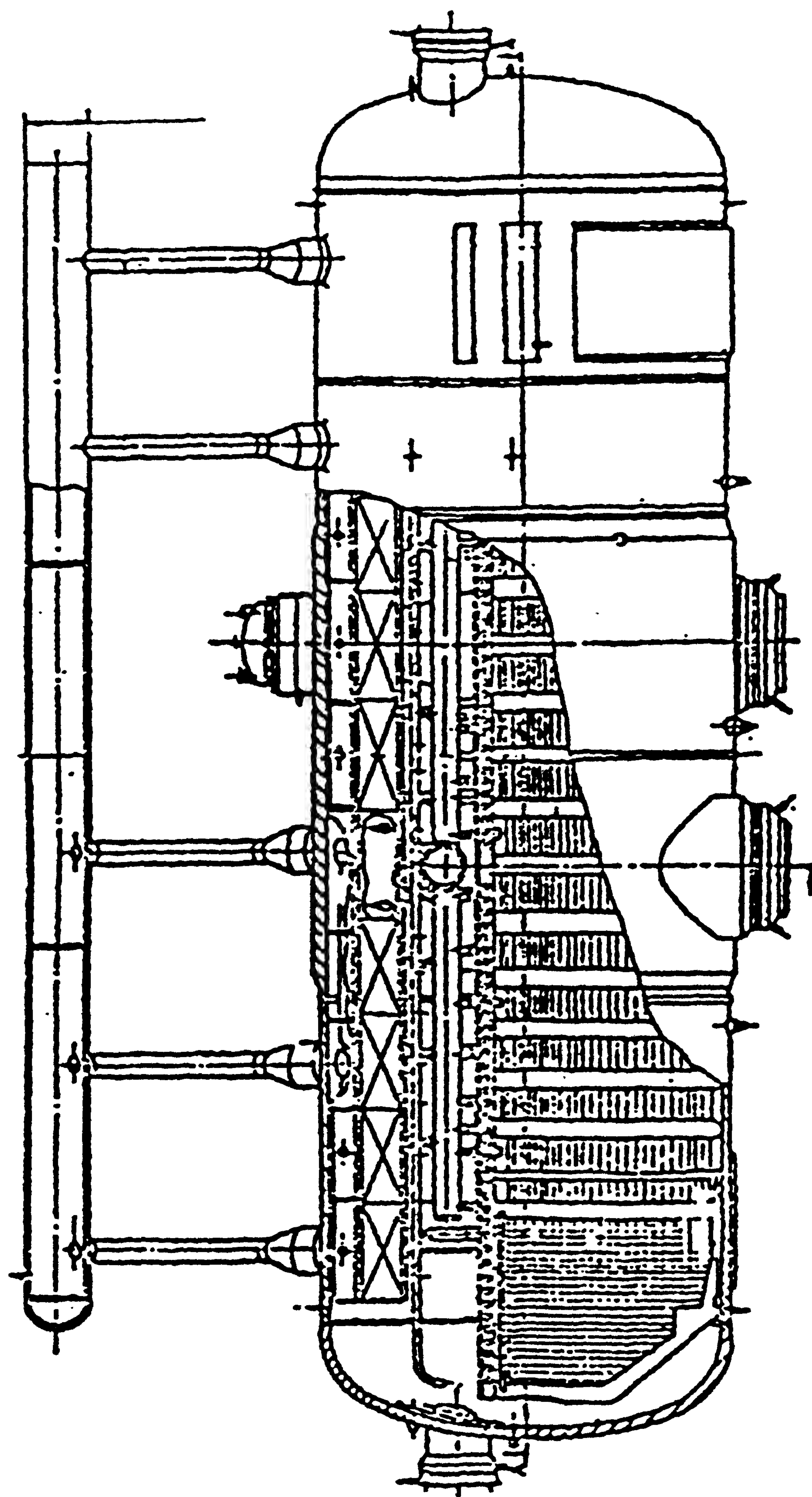


Рис. 129. Парогенератор ПГВ 1000. Продольный разрез

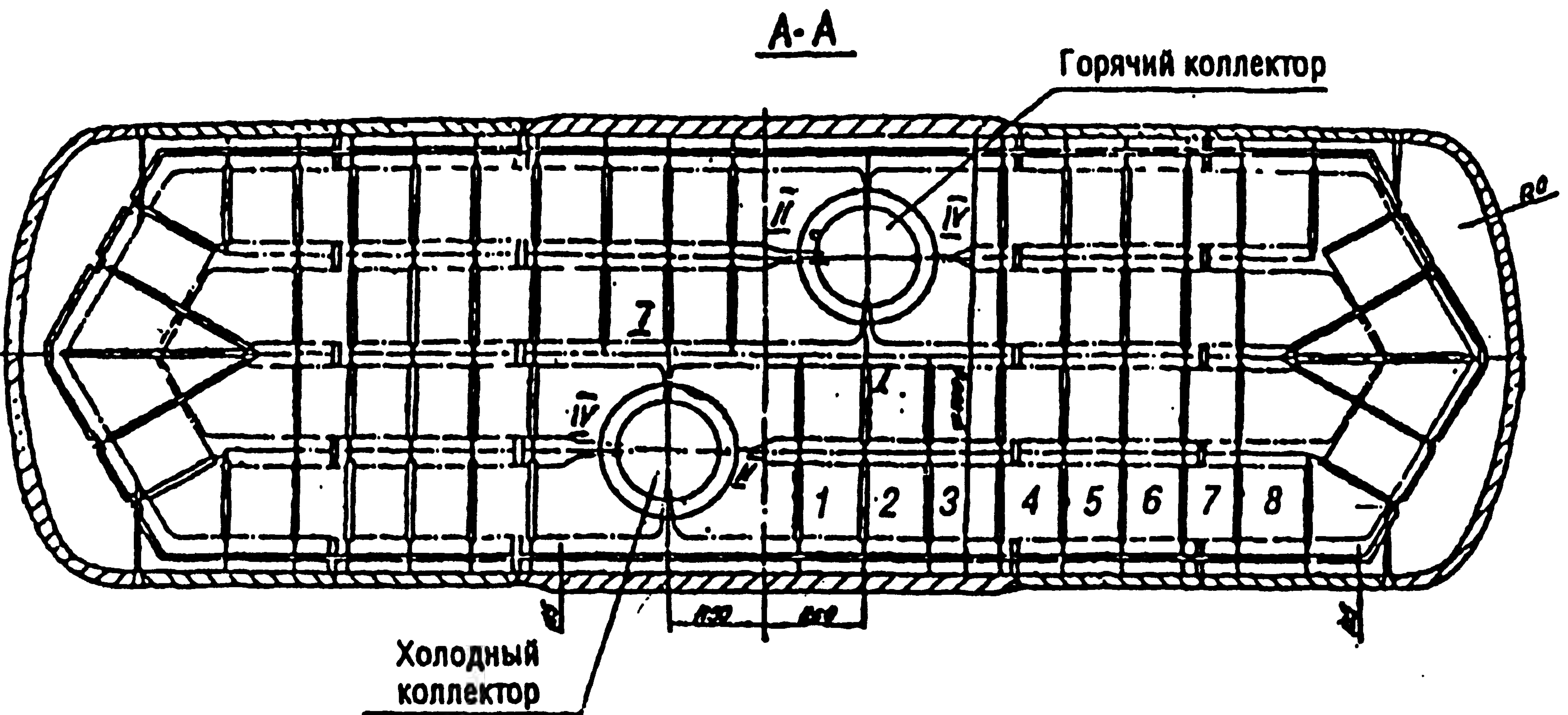


Рис. 130. Парогенератор ПГВ 1000. Горизонтальный разрез

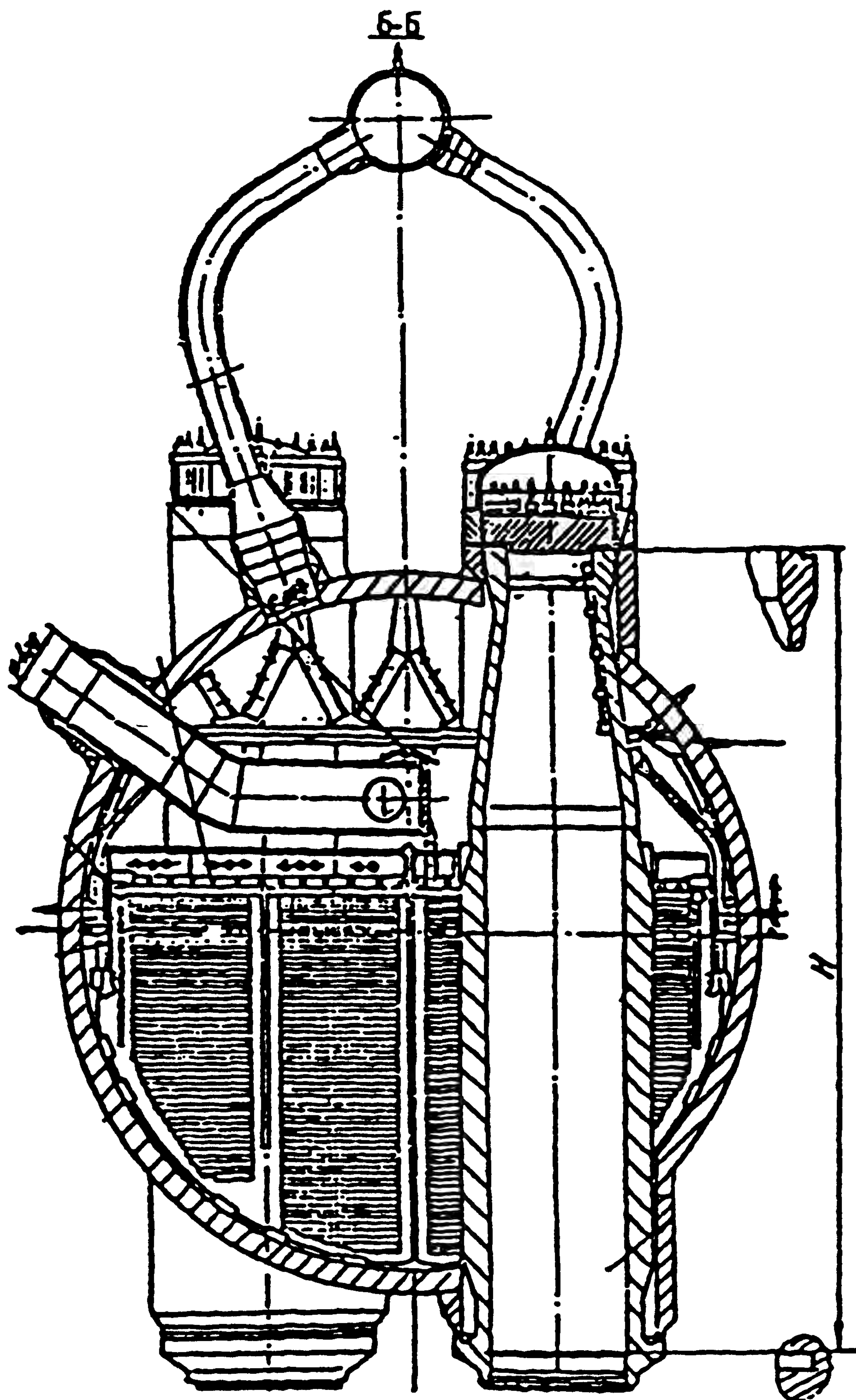


Рис. 131. Парогенератор ПГВ 1000. Поперечный разрез

Трубки изготовлены из стали 08Х18Н10Т. Диаметр трубки 15 мм, толщина стенки 1,5 мм. Свойства стали должны соответствовать ТУ 14-3-197- 89.

Парогенераторы №№ 1, 3 и 4 были введены в эксплуатацию в составе II блока БалАЭС в марте 1987 г. В 1987 г. были проведены НТО и разневоливание коллекторов. Наработка на 01.01.96 г. составила 50 200 ч.

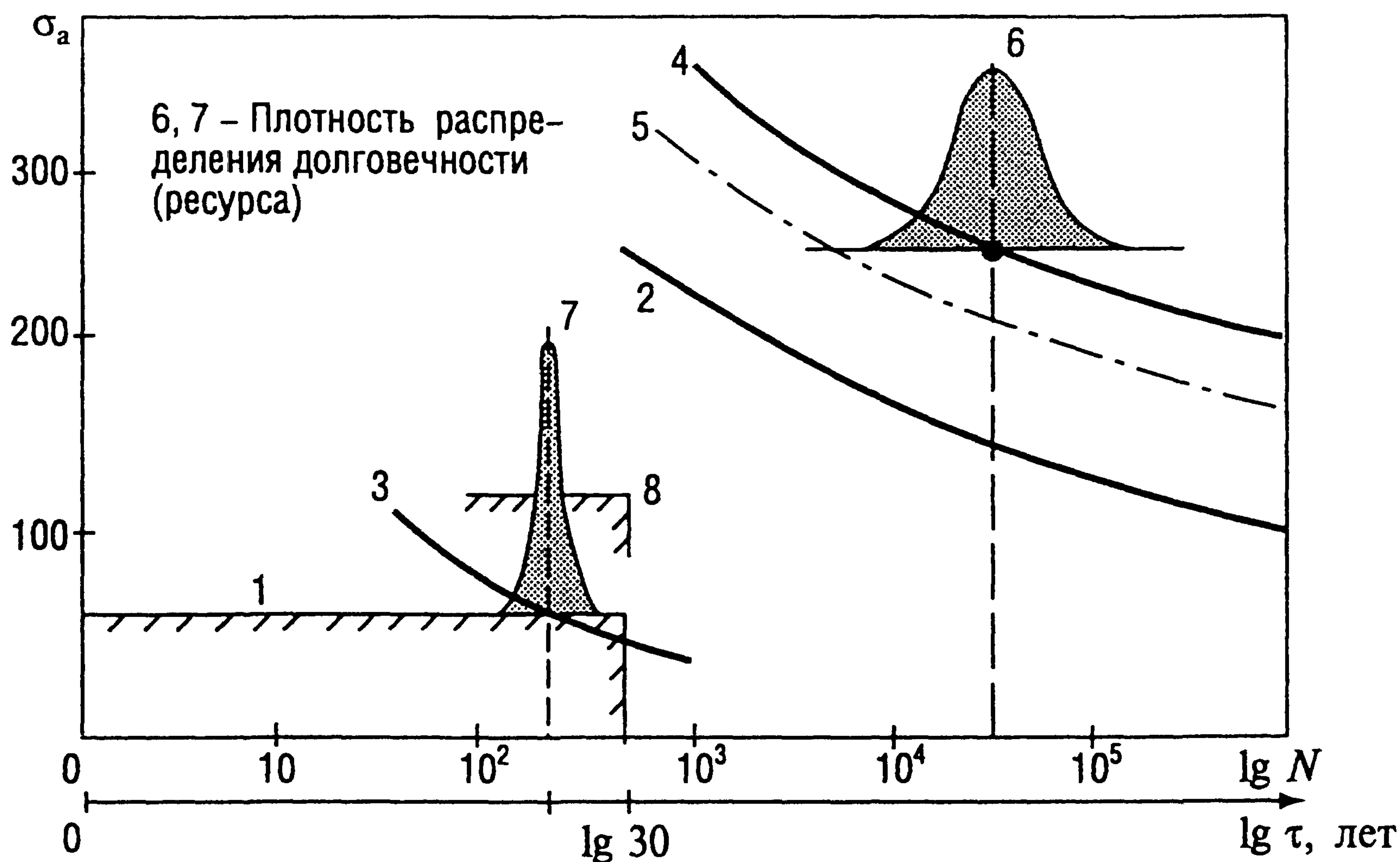


Рис. 132. Кривые усталости стали 08Х18Н10Т:

1 — проектная область работы ТОТ; *2* — нормативная кривая для температур до 450 °С; *3* — кривая долговечности, определенная по факту повреждения трубок; снижение кривой обусловлено качеством котловой воды накануне ППР-96; *4* — результаты испытаний на воздухе; *5* — испытания в воде содержанием Na и Cl 30 [г/л]; *8* — область напряжений с учетом концентрации напряжений от язв коррозии

Проектом были предусмотрены большие запасы прочности и ресурсоспособности ТОТ. Область нормативных и предельных чисел циклов нагружения ТОТ показана на рис. 132.

В апреле-мае 1996 г. на ПГ-1, ПГ-3 и ПГ-4 II блока БалАЭС были зафиксированы течи из первого контура во второй до 5 л/ч, что в соответствии с инструкцией по эксплуатации ПГ потребовало останова блока, поиска и устранения течей.

Дефектоскопический контроль вначале аквариумным методом, затем вихретоковым (ВТ) показал повреждения на теплообменных трубках.

Эксплуатирующими организациями концерном Росэнергоатом и БалАЭС были организованы широкомасштабные работы по определению размеров повреждения, причин повреждения, устранению причин повреждения и решению вопроса о возможности дальнейшей эксплуатации, ремонта и пуска парогенераторов в эксплуатацию. В рамках указанных работ была составлена и реализована исследовательская программа, целью которой было:

1) анализ причин повреждений ТОТ в ПГ II блока;

2) исследование возможности дальнейшей эксплуатации ТОТ ПГ после глушения, отмывки поверхности и других предписанных мероприятий;

3) обоснование критериев глушения ТОТ;

4) уточнение остаточной прочности, остаточного ресурса и надежности ТОТ 2ПГ-1, 2ПГ-3 и 2ПГ-4;

5) определение объема технических мероприятий в ППР-96-97, необходимого для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации ПГ с имеющимися повреждениями ТОТ до следующего ППР;

6) разработка и обоснование необходимого объема работ в последующий ППР (после ППР-96).

В рамках указанной исследовательской программы удалось применить изложенные выше методы и технологии (см. гл. 1—3), разработать и реализовать технические решения, обеспечивающие приемлемый уровень безопасности эксплуатации трубных пучков парогенераторов, учитывающих в том числе положения концепции «течь перед разрушением» в системной постановке [27].

Условия эксплуатации до ППР-96 в целом соответствовали нормативным требованиям.

Термомеханические условия эксплуатации по числу реализованных циклов нагружения находились в пределах нормы.

Сведения о водо-химических режимах свидетельствуют о том, что наблюдались эпизодические отклонения ВХР от требований ОСТ 34-37-769-85 и «Временных норм ВХР второго контура», введенных с 01.01.91 г.

Общее время отклонений pH, Na, Cl и электрической проводимости от нормированных значений меньше 1% наработки.

По данным АЭС, отклонения связаны с повышенными присосами охлаждающей воды в конденсаторах турбин и турбопитательных насосах.

24 апреля 1996 г. II блок был остановлен в связи с течью в парогенераторе № 4. После устранения течи путем глушения труб в процессе разогрева РУ были зафиксированы течи в ПГ-1 и ПГ-3. Течи были устранены, однако, затем в результате пневмогидравлических испытаний были обнаружены новые текущие трубки в ПГ-1, 3 и 4, всего 67 шт.

В предположении, что процесс появления течей в трубках может продолжаться, руководство концерна «Росэнергоатом» назначило комиссию, которая сделала заключение о необходимости вихретокового контроля (ВТК) труб ПГ и о возможных причинах их повреждения.

Были разработаны программы проведения ВТК, вырезки и исследования труб и аналогичные мероприятия по проверке коррозионного состояния ПГ и ведения водо-химического режима (ВХР), а также по очистке трубчатки ПГ от отложений химическими отмывками.

Всего ПГМК неплотных трубок (т.е. трубок со сквозными дефектами) было выявлено: 2ПГ-1 — 45; 2ПГ-3 — 39; 2ПГ-4 — 42.

Течи выявлены, главным образом, в трубках нижних рядов: на ПГ-1 с 106-го по 31-й; на ПГ-3 с 110-го по 99-й; на ПГ-4 с 110-го по 89-й.

Вихретоковый контроль проводили с помощью автоматической установки фирмы «Интерконтроль» невращающимся зондом. Методика позволяла определять только один размер повреждения — в направлении толщины стенки. Кроме того, определяли координату повреждения по длине трубки (от коллектора).

Объем контроля был определен «Рабочей программой контроля металла ТОТ и перемычек коллекторов ПГ II блока установкой «Интерконтроль».

Браковочный уровень повреждения был принят на уровне 70% толщины стенки трубки.

Результаты контроля показали следующее.

1. Общее число дефектных трубок (с глубиной дефекта > 70%) составило ПГ-1 — 941 из 10947 проконтролированных; ПГ-3 — 431 из 10380 проконтролированных; ПГ-4 — 351 из 10942 проконтролированных;

2. Число поврежденных трубок составило по отношению к проконтролированным (в %): ПГ-1 — 8,6%; ПГ-3 — 4,15%; ПГ-4 — 3,2%.

3. Плотность дефектных трубок в нижней части ПГ существенно выше, чем в верхней части, о чем свидетельствуют результаты 1 этапа контроля:

ПГ-1 — 23,2%; ПГ-2 — 18,0%; ПГ-3 — 22,9%.

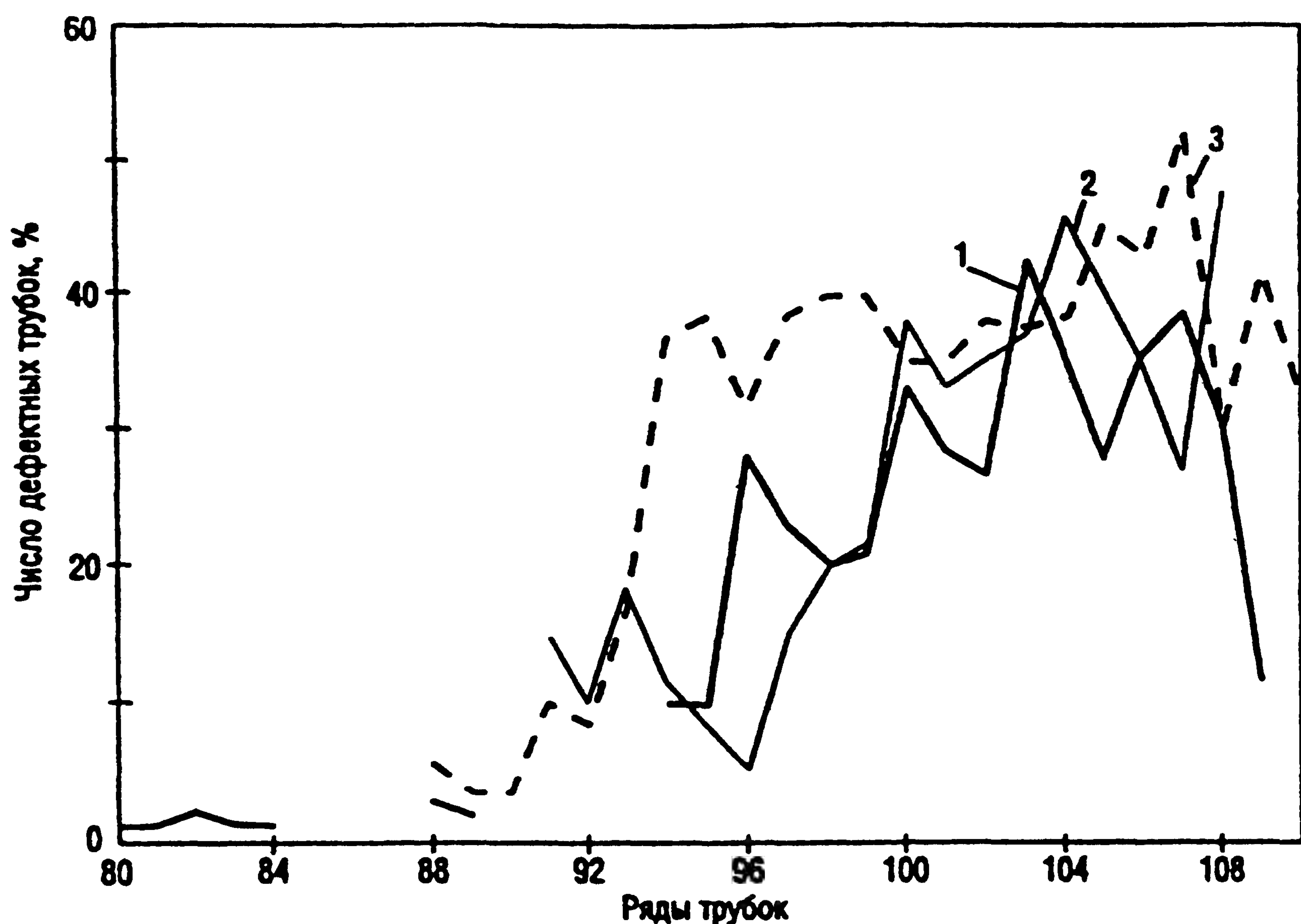


Рис. 133. График распределения дефектных трубок по рядам:
1 — ПГ-1; *2* — ПГ-3; *3* — ПГ-4

Сквозные дефекты, зафиксированные пневмогидравлическим методом, также расположены в ТОТ нижних рядов.

4. Дефекты находятся ближе к горячему коллектору, причем большая часть из них находится во второй полуокружности.

5. Дефекты между дистанционирующими решетками находятся преимущественно в нижних рядах.

6. Дефекты в районе дистанционирующих решеток расположены как в нижних, так и в верхних рядах ТОТ.

Распределение дефектных ТОТ по рядам трубок показано на рис. 133.

После осушения ПГ визуальным осмотром было установлено, что примерно 10 нижних рядов погружены в шлам.

7 августа 1996 г. на 2ПГ-3 была вырезана трубка 60-96, второй полуокружности в районе горячего коллектора.

Трубки вырезали абразивным инструментом по технологии, разработанной БалАЭС (ПР-026).

На вырезанной трубке была обследована поверхность на рас-

стоянии 70, 90 и 130 мм от коллектора.

На расстоянии — 70 мм: отложения 103,6 г/м, черно-коричневого цвета, рыхлые, легко удаляются механическим способом. Под отложениями оксидная пленка серого цвета, прочно сцепленная с поверхностью. Состав отложений FeO_3 — 91,35%; CuO — 8,6%. Язвин и следов коррозии не обнаружено.

На расстоянии примерно 90 мм: отложения 226,9 г/м^2, под слоем рыхлых отложений незначительное количество отложений меди, расположенных неравномерно по поверхности отдельными пятнами диаметром до 1,5 мм примерно 8—10 шт. на 100 см. Под отложениями меди язвины диаметром до 0,5 мм глубиной до 0,3 мм.

Химический состав отложений: FeO_3 — 82%; CuO — 17,1%.

На расстоянии около 130 мм: отложения 632,3 г/м^2. Под слоем рыхлых отложений вся поверхность покрыта отложениями меди, прочно сцепленными с металлом трубки. Под отложениями меди — значительное число мелких язвин диаметром до 1 мм и глубиной до 0,5 мм. Имеется одна сквозная язва диаметром 3 мм со стороны второго контура и диаметром 1 мм со стороны первого контура.

Состав отложений: FeO_3 — 63,44%; CuO — 30,32%.

Исследования проводили также на других трубках, вырезанных из ПГ-3 (60-96IIГ, 60-102IIГ). По результатам исследований можно было сделать следующие выводы.

1. Химический состав стали, из которой изготовлена поврежденная ТОТ 60-96IIГ (ПГ-3), соответствует стали марки 08Х18Н10Т по ТУ 14-3-197-89.

2. Механические свойства удовлетворяют требованиям ТУ 14-3-197-89.

3. Повреждений, типичных для МКК, не обнаружено (контроль капиллярным методом).

4. Неметаллические включения — в пределах ТУ 14-3-193-89.

5. Внутренняя поверхность трубки коррозионных или других повреждений (кроме следов прохождения зонда) — не имеет.

6. Повреждения трубки 60-96IIГ, ПГ-3:

   6.1. Между дистанционирующими решетками 1 и 2 дефектов не обнаружено.

   6.2. Между дистанционирующими решетками 2 и 3 следы язвенной коррозии в виде скоплений язв диаметром от 0,3

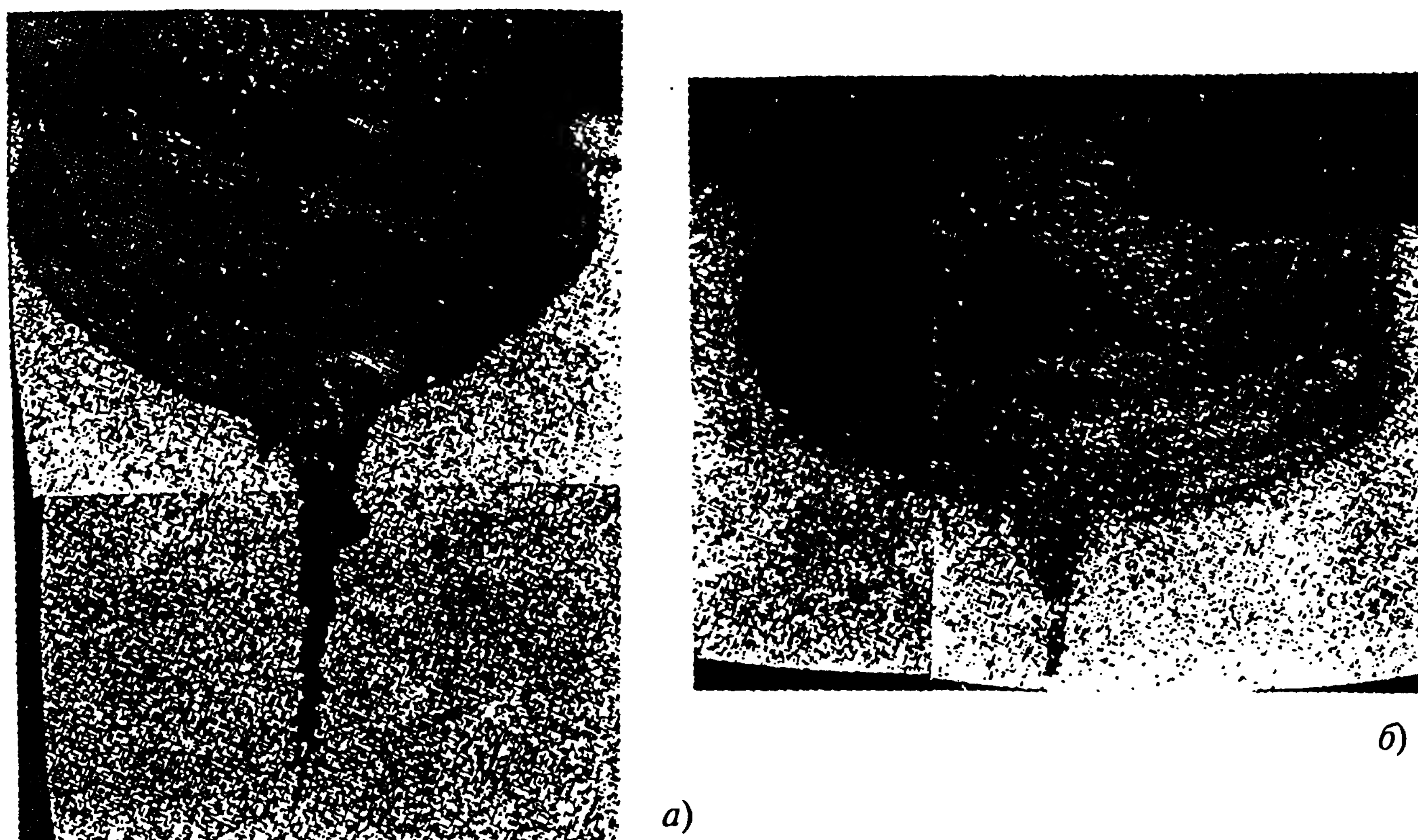


Рис. 134. Участок трубы (60-96IIГ) между 2 и 3 дистанционирующими решетками (*а*), микроструктура язвы с трещиной на поперечном микрошлифе, ×100 (*б*)

до 2 мм. Одна язва имеет сквозной характер; диаметр на внешней поверхности — 3 мм, на внутренней — эллипс 0,1×0,8 мм. Трещины несквозные как от поверхности, так и от язв, одна трещина от язвы — сквозная.

6.3. Под второй дистанционирующей решеткой — язвы глубиной 0,2—0,3 мм.

7. Повреждения трубки 60-102IIГ, ПГ-3:

7.1. Под дистанционирующей решеткой 3 — язвы и трещины вплоть до сквозных, развивающиеся как от язв, так и от поверхности.

7.2. Под дистанционирующей решеткой 4 — коррозионные язвы и коррозионное растрескивание наружной поверхности. Одна трещина развивалась параллельно поверхности.

8. Повреждения трубки 61-1 ПГ, ПГ-1:

8.1. Под дистанционирующей решеткой 4 — обнаружены мелкие язвы диаметром до 0,1 мм с плотностью 2 язвы на 1 мм, а также трещины, развивающиеся как от поверхности, так и от язв. Максимальная глубина трещины — 51% толщины стенки трубки.

9. На всех трубках имелись отложения, в том числе и под ди-





Рис. 135. Микроструктура отложений и сквозных дефектов на внешней поверхности трубки, ×100:

а — участок трубки (60-102IIГ) под третьей дистанционирующей решеткой, общий вид; *б* — зона трещины

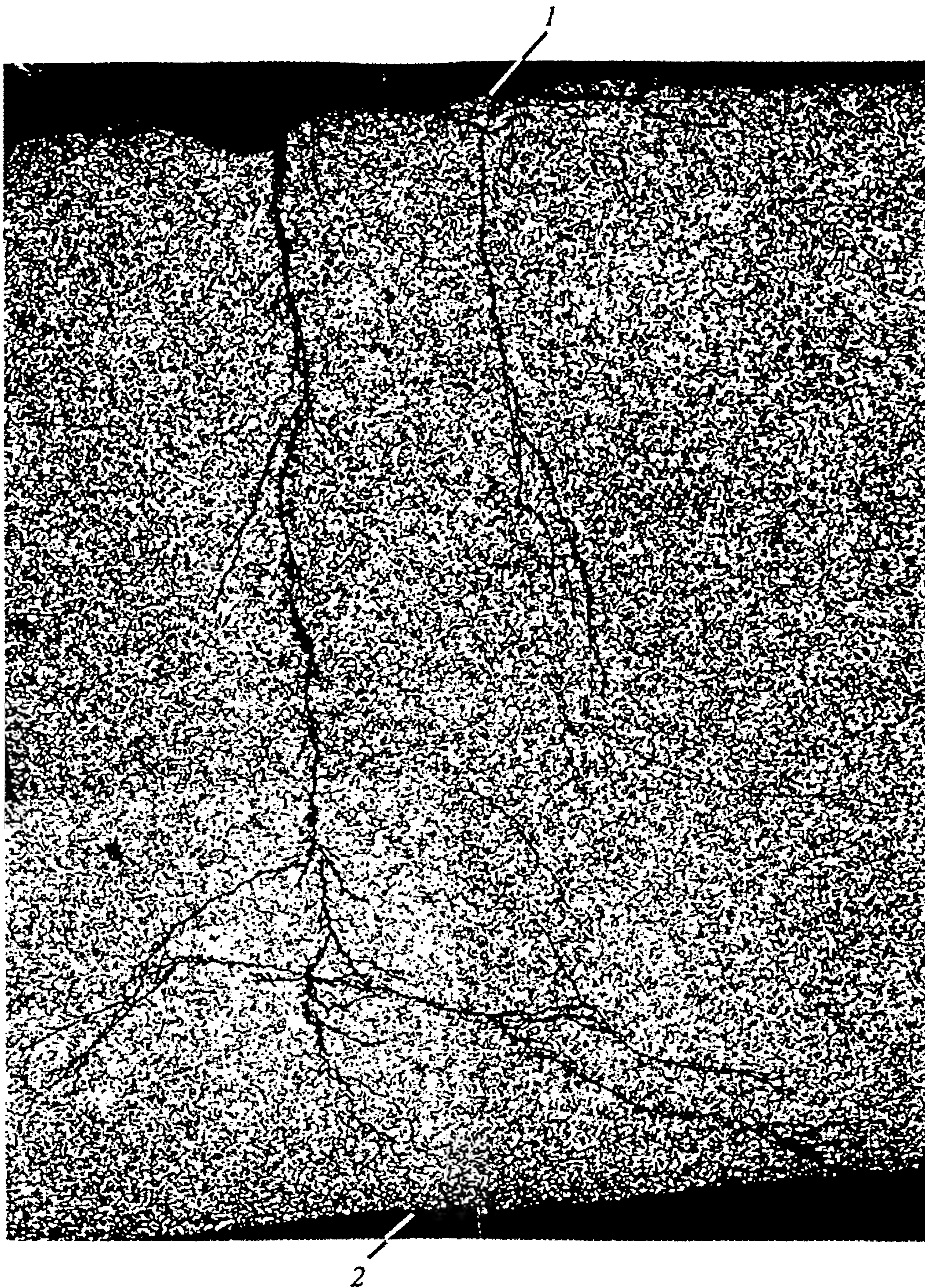


Рис. 136. Растрескивание теплообменной трубки (61-1 II полуокружность) в месте контакта со второй дистанционирующей решеткой, × 100:

1 — наружная поверхность теплообменной трубки; *2* — внутренняя поверхность



Рис. 137. Коррозионные дефекты на внешней поверхности участка трубки под дистанционирующей решеткой, ×100

станционирующими решетками. В трещинах обнаружена сера (0,1—1%), медь, следы хрома, хлора, натрия и других элементов.

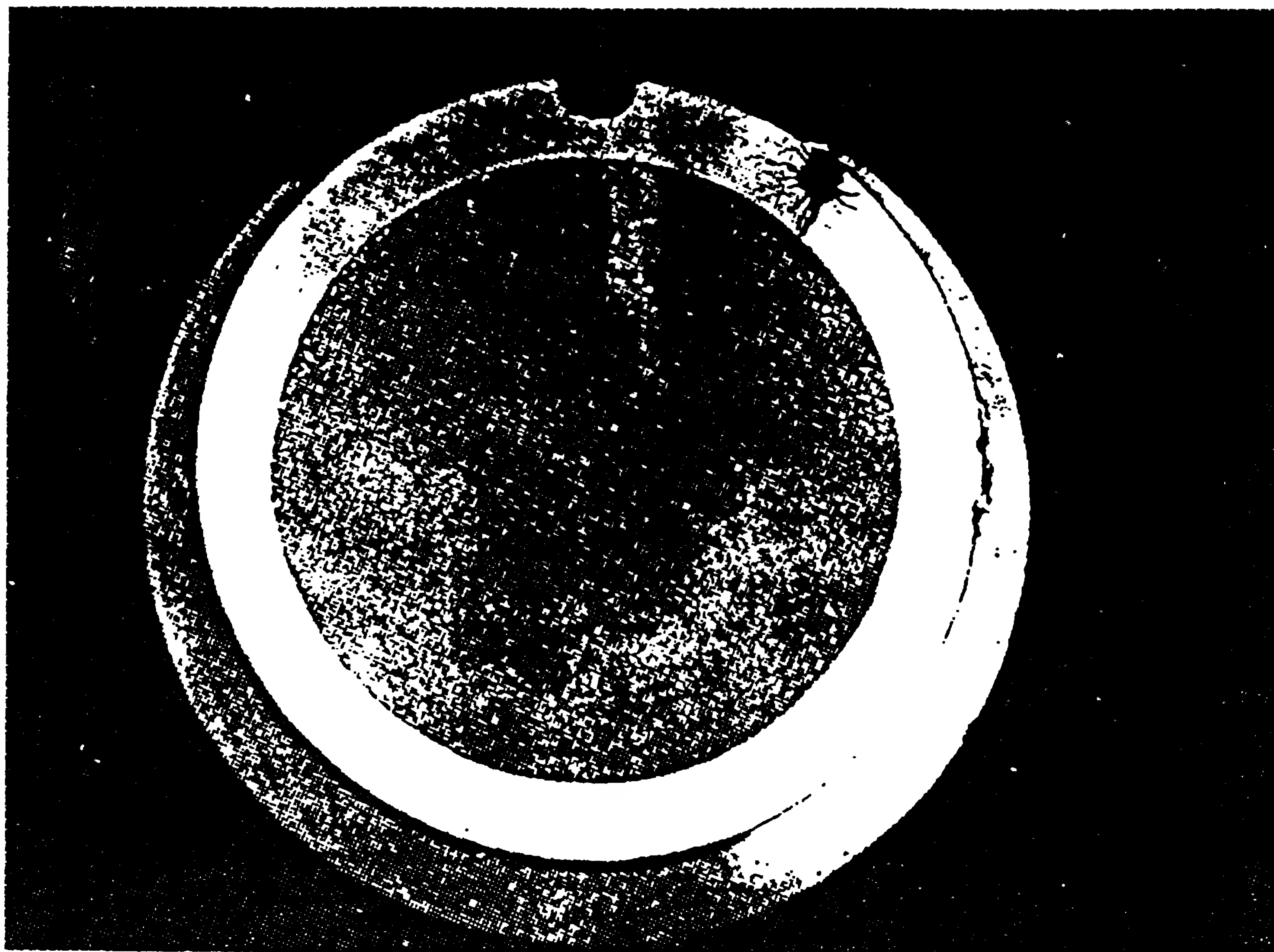
10. Траектория трещин имеет сильно извилистый характер, что указывает на то, что она определялась, главным образом, коррозионным воздействием среды и микронеоднородностью стали.

11. В целом трещины ориентированы вдоль оси трубок, что свидетельствует о том, что тангенциальные напряжения превышали осевые.

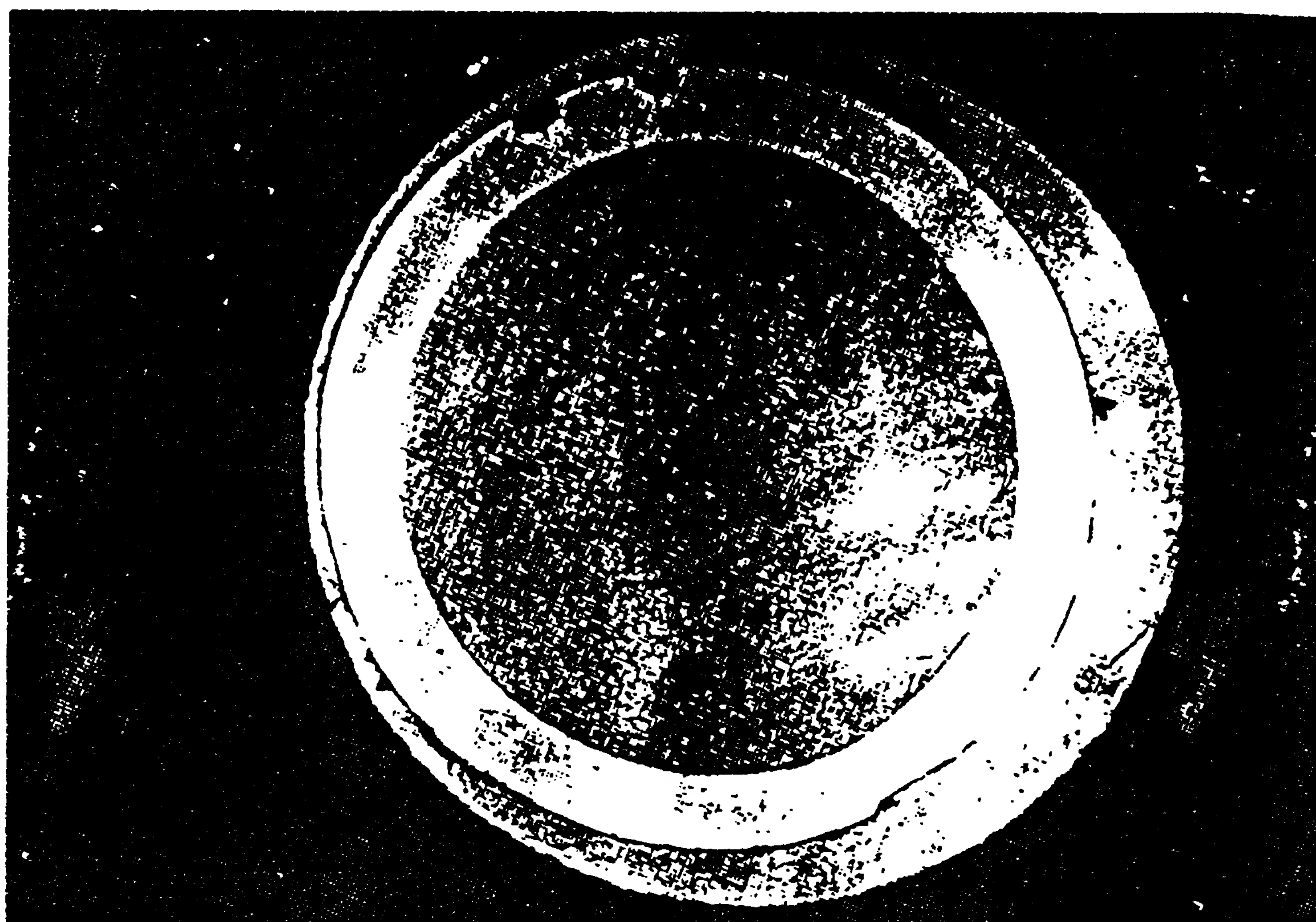
Фотографии разных типов дефектов показаны на рис. 134—138.

Причины повреждений ТОТ ПГ-1, 3, 4 II блока БалАЭС анализировали с помощью метода ретроспективного сетевого моделирования [2, 28 и др.]. В систематизированном виде ход анализа с использованием данных, изложенных выше, а также результатов дополнительных расчетов показан на рис. 139.

На 1-м этапе выделяли основные характеристики повреждения ТОТ ПГ-1, 3, 4 II блока БалАЭС, а также информацию с других блоков, если она существенна. Одним из основных критериев правильно проведенного анализа причин повреждения является



а)



б)

Рис. 138. Участок трубы (60-96IIГ) между второй и третьей дистанционирующими решетками (*а*); вид коррозионных дефектов на поперечном микрошлифе, ×5 (*б*)

ТРЕЩИНЫ

1) Ветвящаяся, со следами коррозионного воздействия
2) Размер, вплоть до сквозных
3) Ориентация: большинство вдоль оси ТОТ
4) Ориентация: большинство поперек?
5) Развиваются с поверхности ТОТ
6) На других АЭС налюдалось только при нарушении ВХР
7) Расположены: в средних и верхних рядах
8) Длины до 8 мм по внешней поверхности
9) В трещине имеются S, Cl и Na

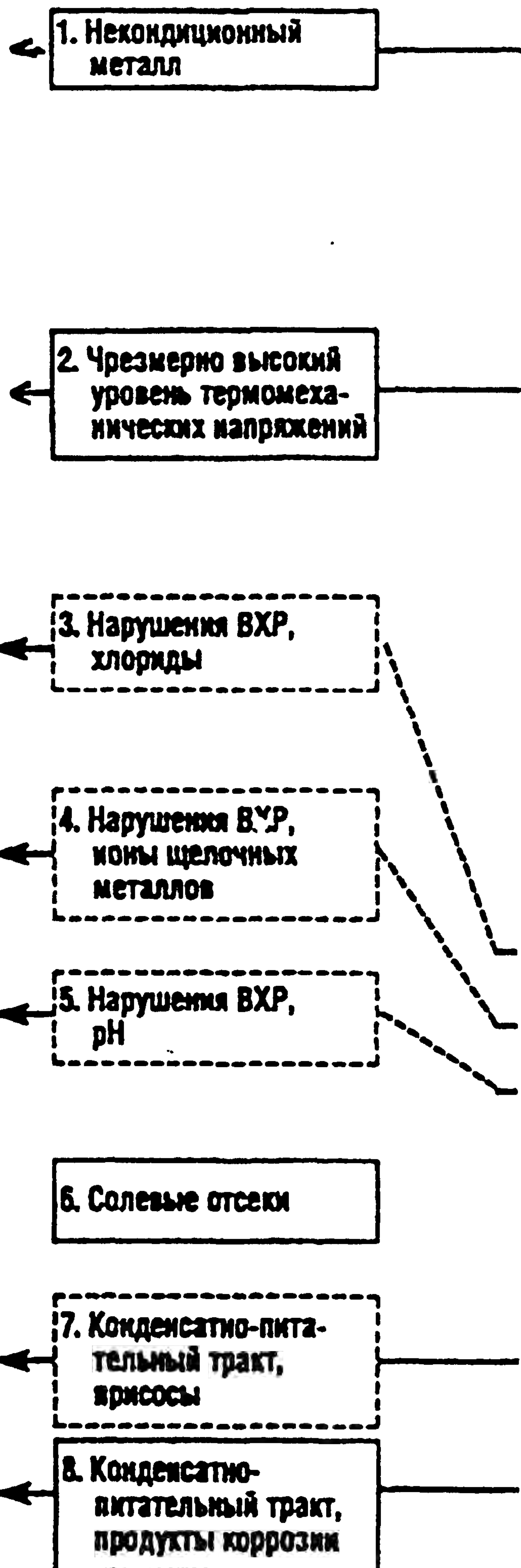
ЯЗВЫ С ТРЕЩИНАМИ

10) Ветвящаяся со следами сильных коррозионных воздействий
11) Ориентация вдоль оси ТОТ
12) Размеры: глубина до сквозной; длина до 8 мм
13) Расположены между дистанционирующими решетками
14) Средние ряды ТОТ
15) Развиваются с поверхности ТОТ

ЯЗВЫ

16) Со стороны второго контура
17) Глубина вплоть до сквозных
18) Соотношение глубины к диаметру ~0,5
19) Встречаются эллипсообразные формы
20) Наблюдаются под отложением меди
21) Нижние ряды преимущественно в зоне шлама
22) Плотность
23) По окружности — равномерно
24) Под решетками — нет, преимущественно между

Этап 1. Основные признаки повреждений



Этап 2. Гипотезы

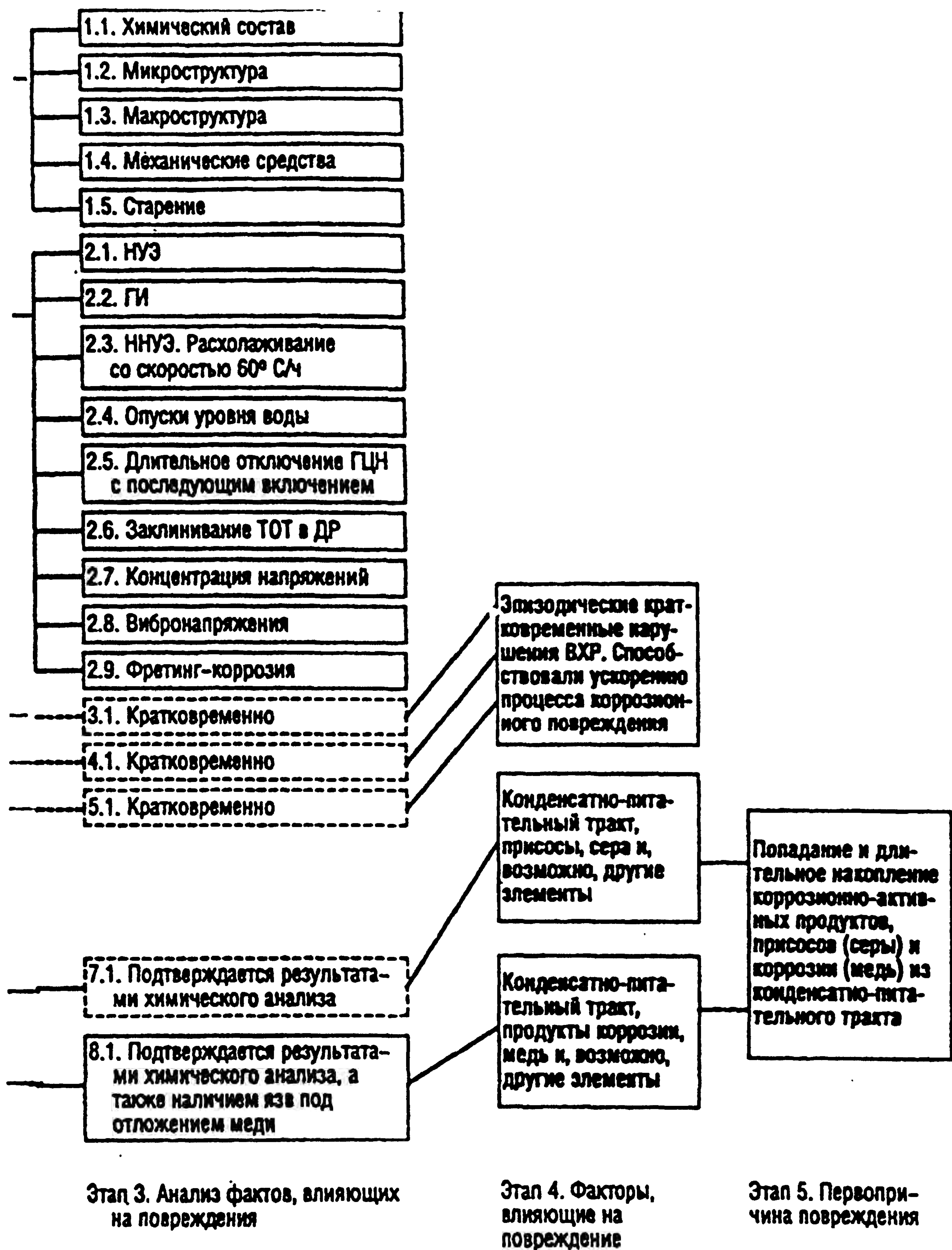


Рис. 139. Анализ причин повреждений методом РСМ

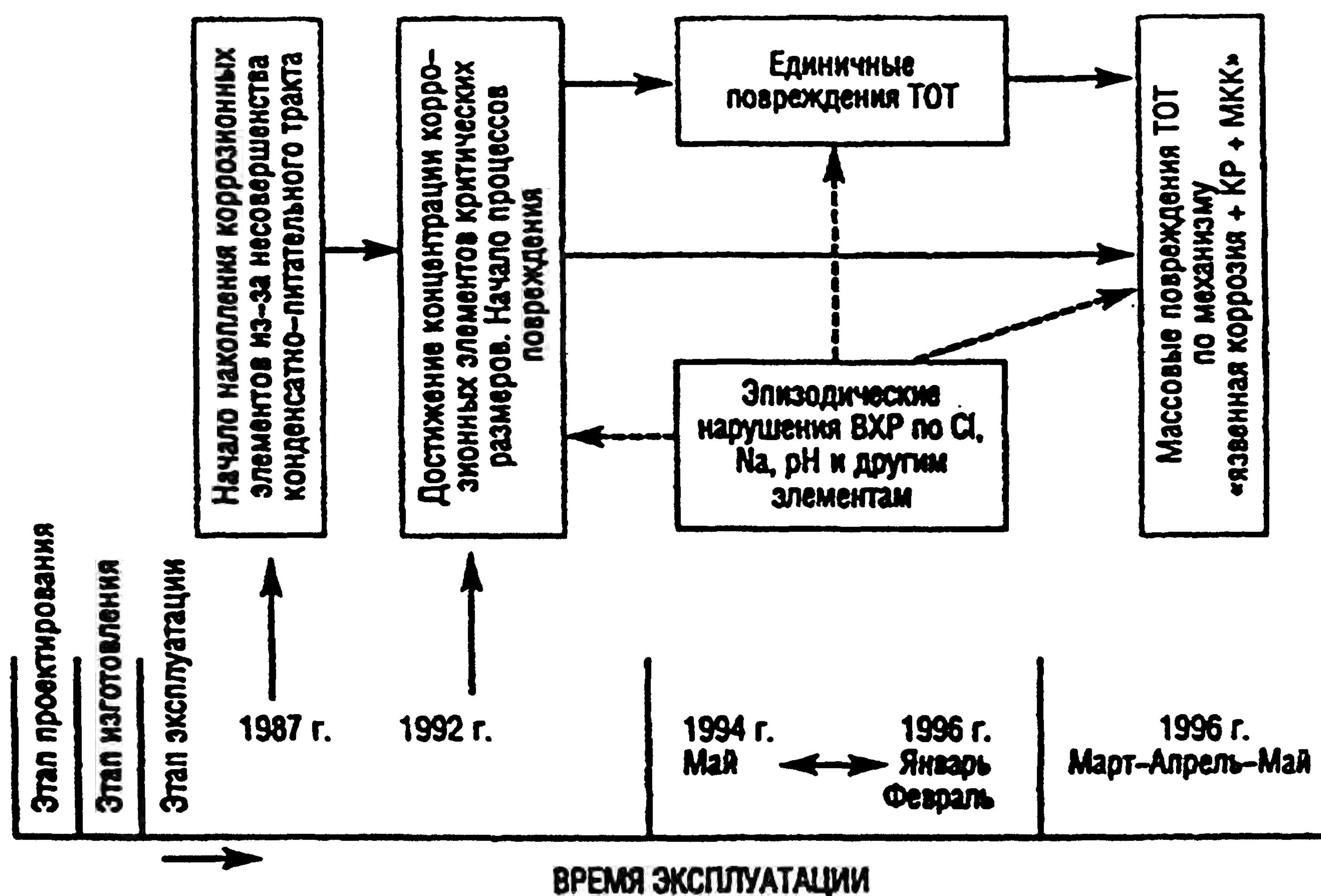


Рис. 140. Развитие процесса повреждения ТОТ во времени

условие, чтобы эти (эта) причины объясняли все особенности повреждения и процесса повреждения.

На 2-м этапе выделяли гипотезы о причинах (механизмах) повреждения. К рассмотрению были приняты все гипотезы, высказанные на совещаниях рабочей группы, а также на других совещаниях по обсуждению ПГ II блока БалАЭС (всего 8 гипотез).

На 3-м этапе анализировали факты, данные обследования, расчетов, экспериментального анализа и другие обстоятельства, которые могли бы подтвердить или опровергнуть ту или иную гипотезу.

В результате анализов, выполненных на 3 и 4 этапах, было установлено, что первопричиной повреждений типа язв и язв с трещинами является попадание продуктов коррозии из конденсатно-питательного тракта и их накапливание в виде отложений и шлама.

Накапливание продуктов коррозии из конденсатно-питательного тракта в сочетании с продуктами, попадающими из-за присосов, а также кратковременные нарушения ВХР явились причиной развития повреждений типа трещин (этап 5, см. рис. 139).

Развитие процесса повреждения во времени представлено схематически на рис. 140. Время начала повреждений ТОТ на ПГ-1,

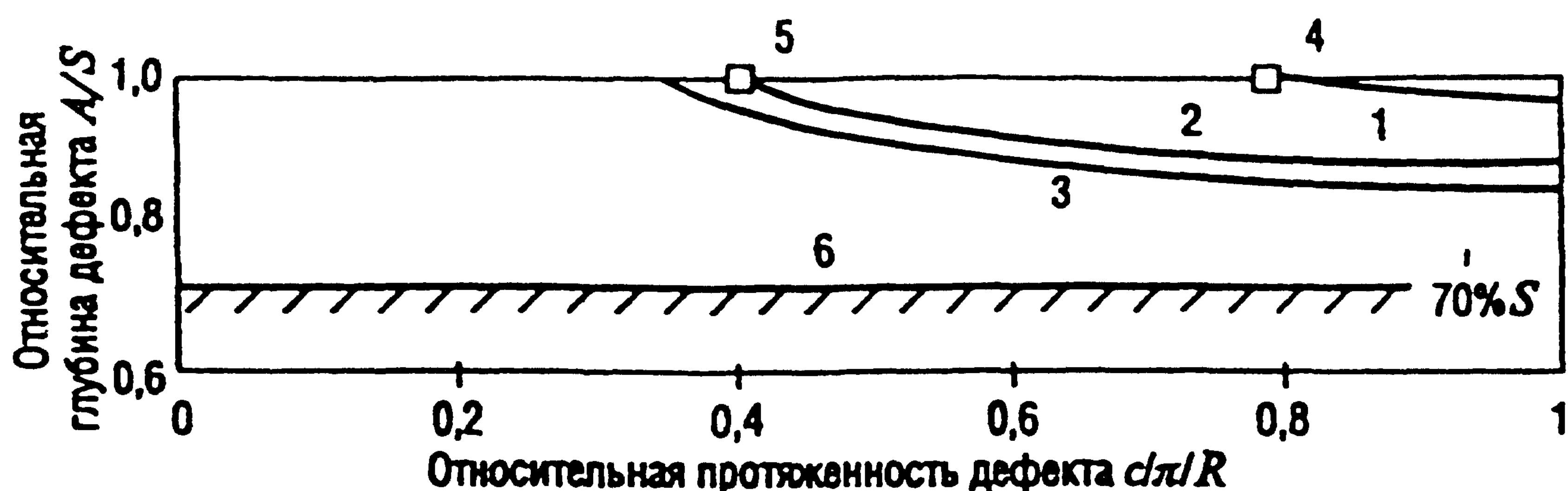


Рис. 141. Продольная ориентация трещин. Уточненные результаты: *1* — рабочий режим; *2* — аварийный режим; *3* — гидроиспытания; экспериментальные данные [89]: *4* — рабочий режим; *5* — аварийный режим; *6* — браковочный уровень

3, 4 (1992 г.) показано ориентировочно и может быть уточнено дополнительными исследованиями, не входящими в задачу настоящей работы.

После установления первопричины и других причин повреждения, очевидно, что для предупреждения повреждений рассматриваемого типа необходимо:

1) предотвратить накапливание коррозионно-активных элементов в котловой воде ПГ из конденсатно-питательного тракта (прежде всего меди и других элементов);

2) организовать механическую и химическую промывки второго контура ПГ, исключающие накопление продуктов, попадающих из конденсатно-питательного тракта.

Далее были выполнены расчетно-аналитические работы для определения критических размеров дефектов ТОТ, остаточного ресурса трубного пучка, а также для оценки достоверности дефектоскопического контроля, влияния достоверности контроля и гидроиспытаний на ресурс и надежность трубного пучка, величины течи теплоносителя через сквозные трещины и, наконец, комплексной оценки безопасности эксплуатации трубных пучков с учетом их повреждений, выполненных технических мероприятий в ППР-96 и предстоящих условий эксплуатации.

Принципиально важные заключительные результаты перечисленных исследовании показаны на рис. 141—146.

На рис. 141 — результаты расчетов критических размеров дефектов в трубках в режимах НУЭ, АС и ГИ. На том же графике точ-

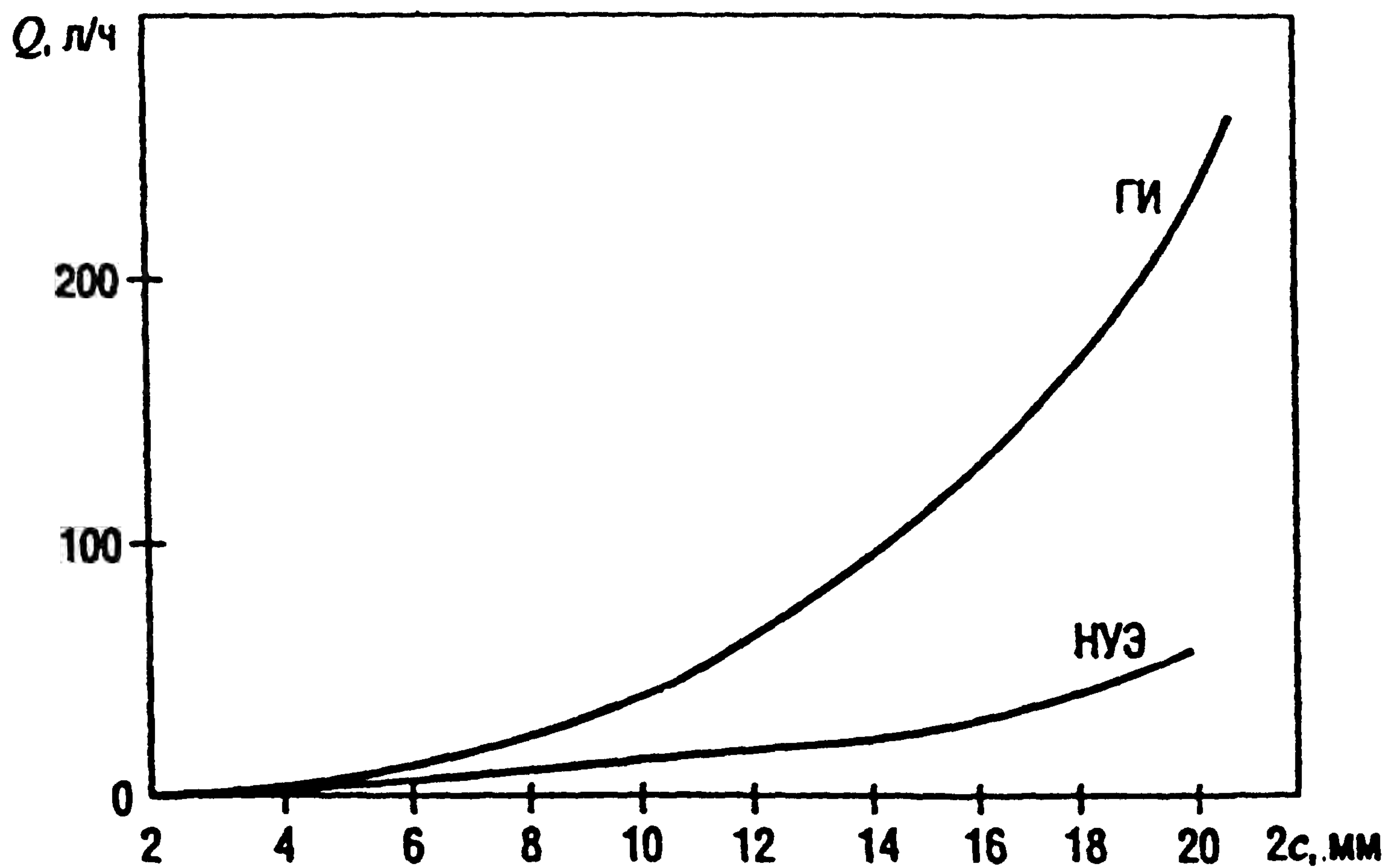


Рис. 142. Зависимость расхода воды Q от длины сквозной трещины $2c$

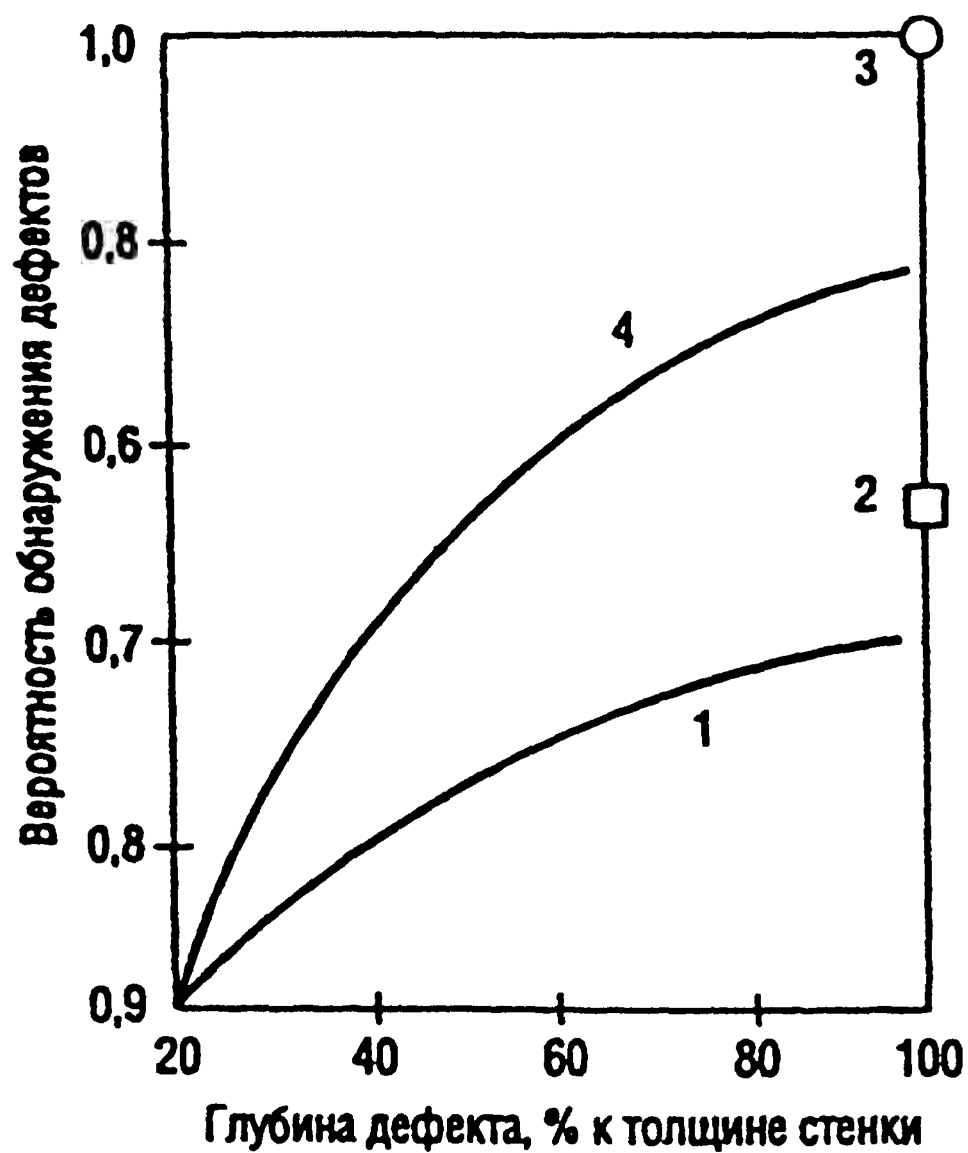


Рис. 143. Результаты оценки достоверности ВТК и ПГМК ТОТ ПГВ 1000 по результатам ППР 96:
1 — ВТК в ППР 96; *2* — ПГМК; *3* — ГИ + ПГМК; *4* — ВТК в ППР 98 (уточненные с учетом данных ППР 98)

ками нанесены экспериментальные результаты оценки критических размеров сквозных дефектов, полученные чешскими специалистами на трубках натурной величины [89]. Видно, что расчетные и экспериментальные результаты достаточно хорошо совпадают. Из проведенного анализа следует, что в ТОТ возможно существование достаточно больших сквозных трещин, что объясняется относительно малой термомеханической нагруженностью ТОТ.

Результаты расчета течи через сквозные трещины показаны на рис. 142. Рассматривали сквозную трещину продольной ориентации протяженностью $2c$ по внутренней поверхности трубки. Методика расчетов изложена в работе [81]. В расчете учитывали коэффициент формы трещины и влияние шероховатости берегов трещины на торможении струи. Расчет проводили для двух режимов: для нормальных условий эксплуатации (НУЭ) и гидравлических испытаний с давлением $P_{\text{I}}^{\text{ги}} = 24{,}5$ МПа и $P_{\text{II}}^{\text{ги}}$.

Как известно, контроль радиоактивности котловой воды ПГ позволяет с высокой чувствительностью (около 1 л/ч) фиксировать протечки из первого контура во второй. При течи около 3 л/ч рассматривается вопрос об останове реактора. При этом предельный размер течи из первого контура во второй не должен превышать 5 л/ч.

Результаты расчета расхода теплоносителя через сквозную продольную трещину в ТОТ показали, что в режиме НУЭ расходу теплоносителя 5 л/ч соответствует трещина протяженностью $2c = 8{,}5$ мм. С учетом того, что критический размер трещины в режиме НУЭ больше 25 мм, можно констатировать, что рекомендуемые запасы для размера трещины (2) и для чувствительности систем контроля течи (10) удовлетворяются:

$$2c_{\text{кр}}/2c_{Q\,=\,5\text{ л/ч}} > 2;$$

$$Q(2c_{\text{кр}})/5\text{ л/ч} \gg 10.$$

В режиме ГИ критический размер трещины равен $2c_{\text{кр}} = 16{,}2$ мм, что соответствует течи $Q(2c_{\text{кр}}) = 128$ л/ч.

Течи 5 л/ч соответствует трещина $2c(5\text{ л/ч}) = 5{,}3$ мм.

Таким образом, существующий на ПГ ВВЭР-1000 контроль течей с предельно допустимой нормой для эксплуатации 5 л/ч позволяет фиксировать сквозные трещины задолго до достижения

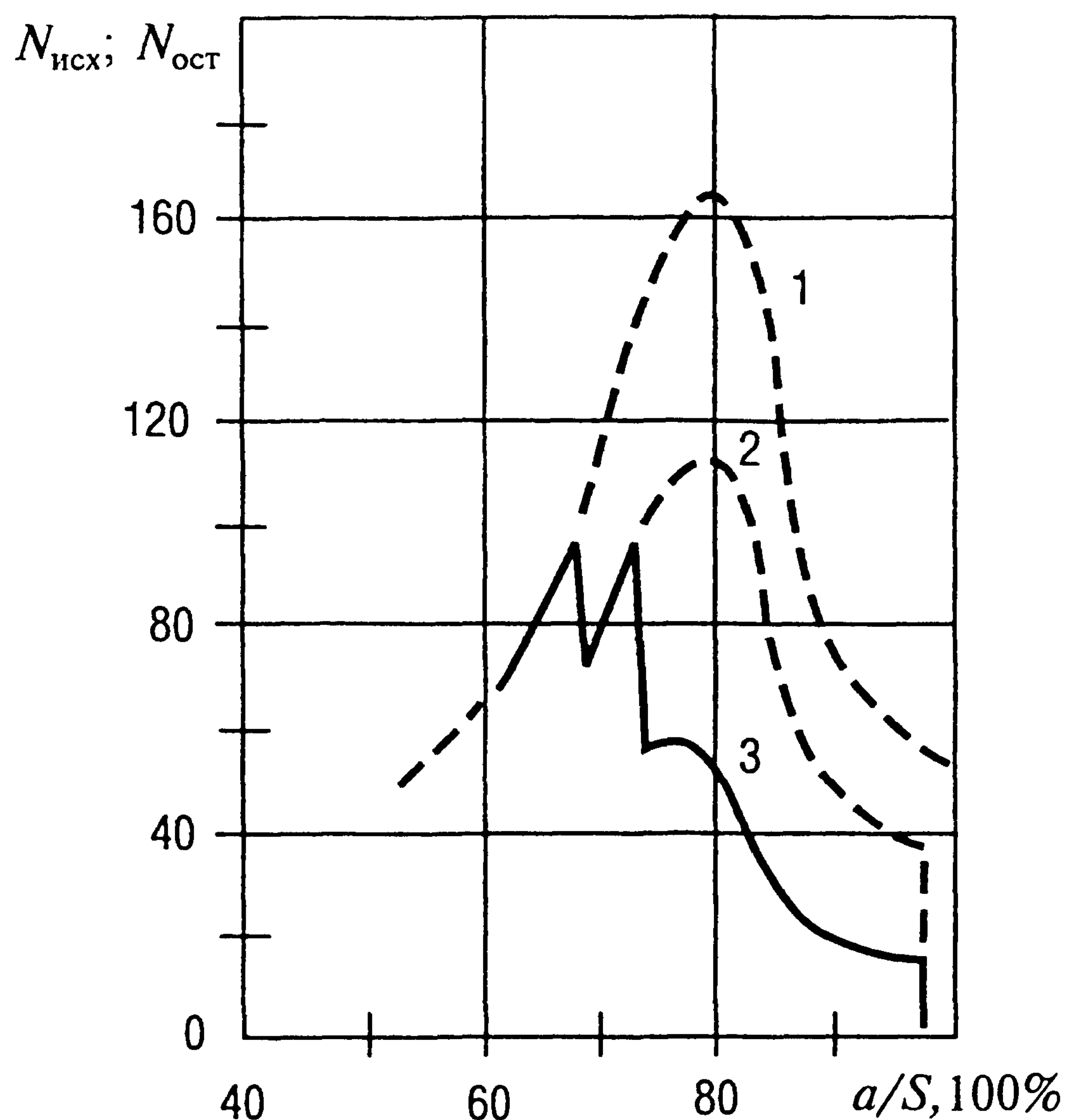


Рис. 144. Число дефектных ТОТ в 2ПГ-1:
1 — перед началом ППР 96; *2* — после глушения в ППР 96, 97; *3* — после глушения в ППР 98

ими критических размеров, когда наступает полный разрыв трубки. Коэффициенты запаса при этом удовлетворяют принятым зарубежным (США, ФРГ) и российским нормативным рекомендациям в рамках концепции «течь перед разрушением» [27].

Большие течи через стабильные трещины в режиме ГИ (до 128 л/ч) создают предпосылки для обнаружения и глушения текущих трубок по результатам ГИ.

В то же время через трещины около 6 мм в режиме НУЭ и 4 мм в режиме ГИ размер течи очень мал (меньше 2 л/ч) и в действительности может быть еще меньше из-за влияния формы трещины и забивания ее продуктами коррозии.

Дополнительную неопределенность в оценке ресурса, надежности и безопасности вносит отсутствие данных о достоверности дефектоскопического контроля как вихретоковым методом (ВТК), так и пневмогидравлическим (аквариумным) (ПГМК).

Оценку достоверности указанных методов контроля провели по методике, описанной в разд. 3.1 и [23]. Методика основана на

Таблица 36. **Сравнение размеров дефектов, определенных по данным ВТК и МГИ ТОТ ПГ II блока БалАЭС**

Номер ПГ	Номер ТОТ (по АЭР)		Место локализации дефекта	Глубина дефекта a, % толщины трубки S		Погрешность $(a_{ВТК} - a_{МГИ})$, % от S
	Ряд	Колонка		ВТК	МГИ	
1	2	−60	НР3; 000	94	53	+41
	92	60	НР3; 000	80	~1	+79
	92	60	НР6; 000	—	100	−100
	1	61	НР2; 000	—	100	−100
	1	61	между НР4−5	—	88	−88
3	102	60	НР3; −320	80	2	+78
	102	60	НР3; 000	—	100	−100
	96	−60	НР3; −290	100	100	0
	96	−60	НР3; 000	—	100	−100

Примечания.

1. Прочерк (—) в шестой колонке означает отсутствие данных ВТК.
2. (+) и (−) в последней колонке означают, соответственно, перебраковку и недобраковку по данным ВТК.
3. НР3 — дистанционирующая решетка № 3;
   320 — расстояние от решетки до дефекта, к коллектору — (−), от коллектора (+)
4. АЭР — название организации, проводившей ВТК;
5. МГИ — металлографические исследования.

математическом анализе результатов контроля (см. рис. 143) и сравнении результатов контроля с данными металлографической фрактографии (табл. 36).

Достоверность ВТК до химической отмывки трубок даже для сквозных дефектов ($a = 100\%S$) меньше 50%. Это означает, что при ВТК не менее половины сквозных дефектов типа трещин или язв коррозии были пропущены. После химической отмывки ТОТ вероятность обнаружения дефектов существенно (почти в 2 раза) повысилась. Полученные оценки достоверности ВТК в целом коррелируют с данными, полученными в рамках программы PISC-III в лабораторных условиях с привлечением около 15-ти групп дефектоскопистов с приборами ВТК [90].

ПГМК, проведенный только после химической отмывки ТОТ и их ГИ избыточным давлением 24,5 МПа по первому контуру с отсутствием противодавления по второму контуру, показал, 100%-ную выявляемость сквозных дефектов.

На низкую достоверность ВТК указывают также результаты прямого сравнения данных ВТК с результатами металлографического фрактографического анализа вырезанных по показаниям ВТК поврежденных ТОТ (см. табл. 36).

Данных для статистически убедительных выводов в табл. 36 недостаточно, однако предварительные выводы о низкой достоверности контроля и большом процентном отношении перебраковки и недобраковки сделать можно.

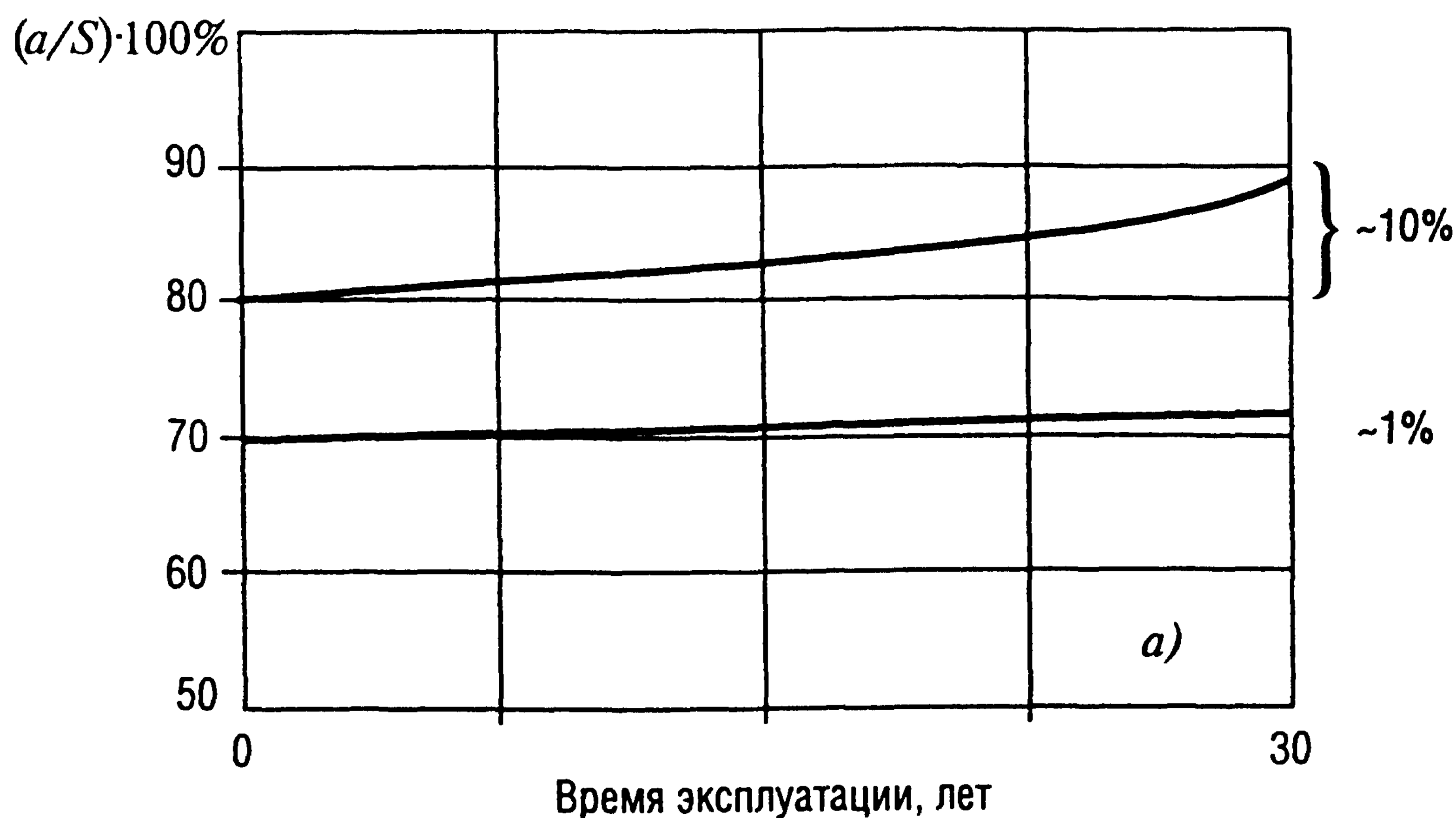
Полученные данные о фактической достоверности ВТК и ПГМК являются принципиально важными для понимания состояния конструкции, оценки причин повреждения и обоснования прогноза ее поведения.

Так, после того как II энергоблок БалАЭС после ППР 96 был пушен в эксплуатацию и отработал кампанию, в ППР 98 был проведен повторный ВТ контроль ТОТ. Результаты контроля снова показали большое число поврежденных ТОТ. На совещаниях рабочей группы участники единогласно высказывали мнение о том, что процесс коррозионного растрескивания в ТОТ идет с большой интенсивностью и нужна замена ПГ.

Однако наш анализ фактической достоверности ВТК и остаточной дефектности трубных пучков после первого и второго ВТК, дополненный оценками кинетики трещин убедил специалистов о возможности продолжения эксплуатации ПГ. Так, в частности, был приведен график исходной дефектности трубного пучка до ВТК в ППР 96, остаточной дефектности после ВТК в ППР 96 и глушения ТОТ с дефектами >70% толщины трубок, а также остаточной дефектности после ППР 98,во время которых был проведен повторный ВТК и глушение дефектов >75% толщины трубки (рис. 144).

Перед тем как были уточнены окончательные технические мероприятия в ППР 96 и принято решение о дальнейшей эксплуатации ПГ, были проведены оценки остаточного ресурса и безопасности эксплуатации трубных пучков ПГ, с учетом выявленных в ППР 96 повреждений и достоверности контроля.

Остаточный ресурс оценивали для трубок, не имеющих повреждений, для трубок, имеющих повреждения в виде каверн, и для трубок, содержащих трещины. На рис. 145 показана кинетика развития поверхностной трещины глубиной 70% толщины стенки и



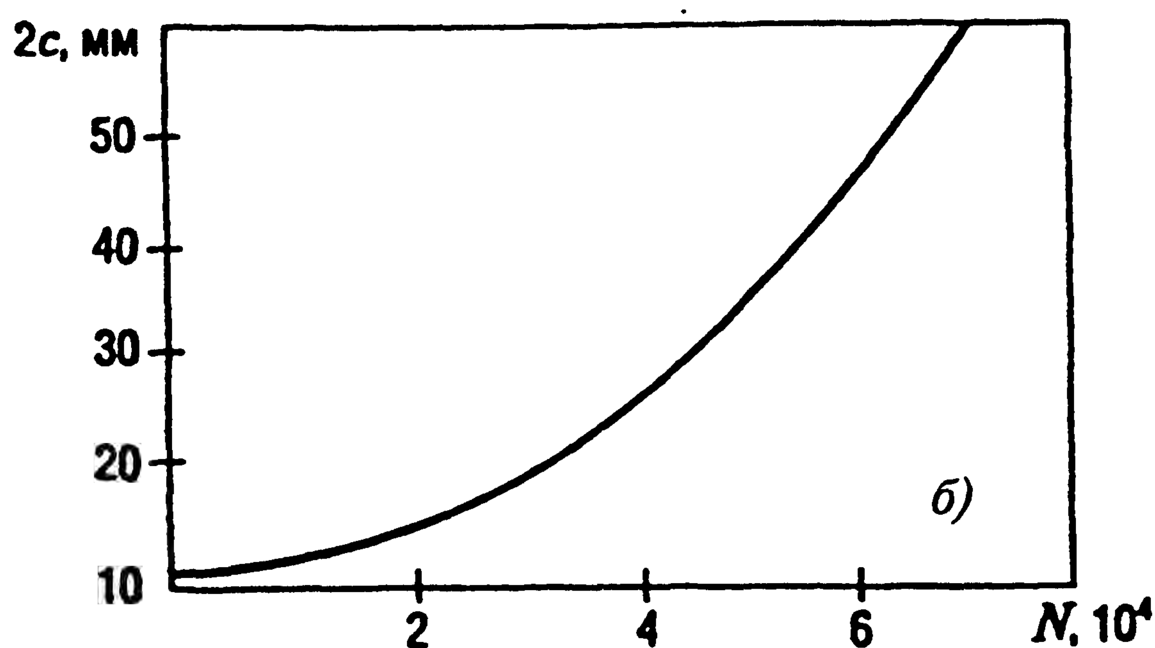


Рис. 145. Кинетика развития поверхностных трещин в зависимости от начального размера при коэффициенте запаса 10 (*а*) и зависимость роста сквозной трещины от числа циклов *N* (*б*)

для сквозной трещины, исходной протяженностью 11 мм. Таким образом за 20 лет эксплуатации в номинальных условиях (в том числе и по водо-химическому режиму) подрастание трещин составит не более 1%. В целом анализ остаточного ресурса показал, что при глушении трубок с дефектами более 70% толщины стенки, ПГ можно эксплуатировать до исчерпания назначенного ресурса эксплуатации (т.е. 30 лет). Кривые интегральной вероятности появления неплотности трубок показаны на рис. 146. Ресурс трубок с кавернами показан на рис. 132 (кривая *8*).

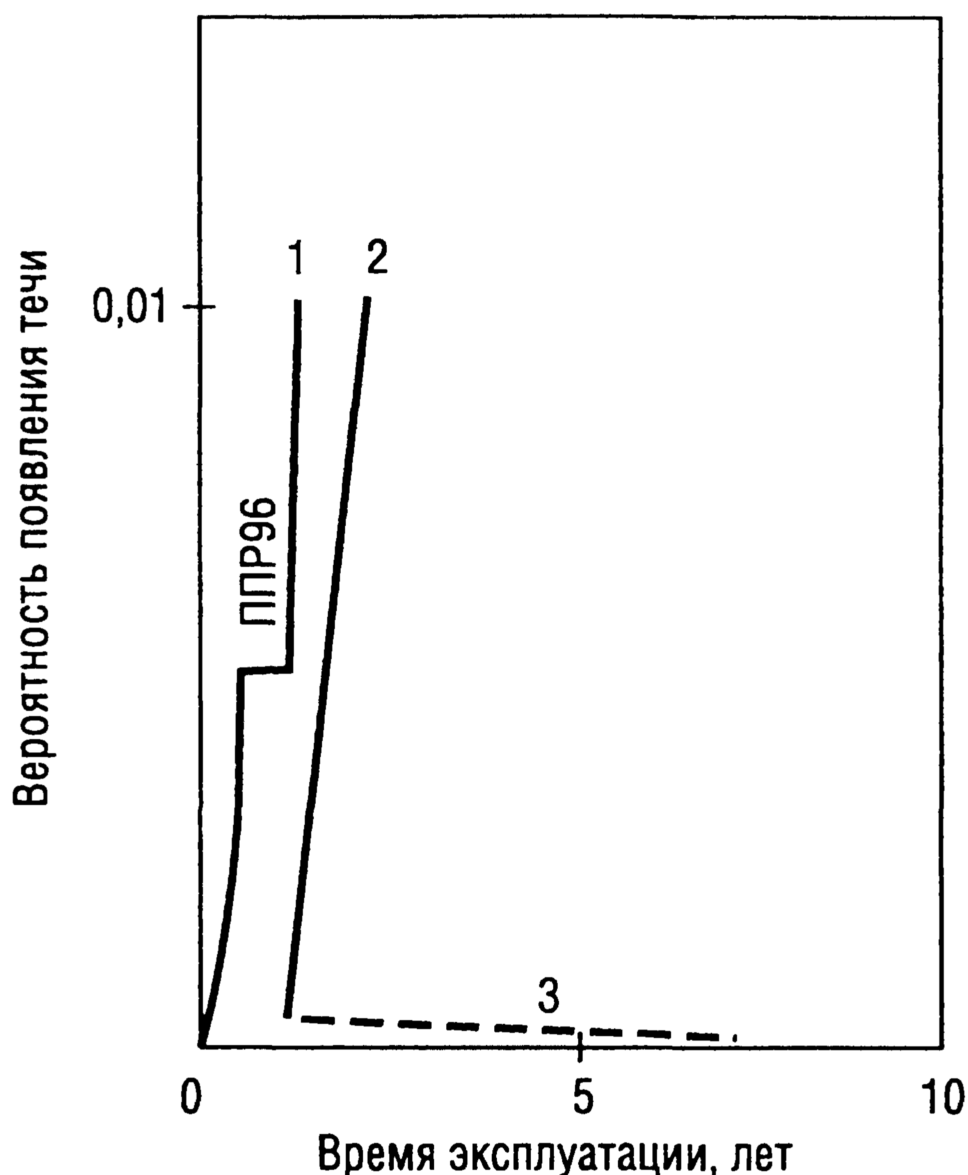


Рис. 146. Кривые интегральной вероятности появления неплотных трубок: *1* — до ППР 96; *2* — после глушения дефектных трубок в ППР 96, но без отмывки трубного пучка; *3* — после глушения дефектных трубок, отмывок трубного пучка и эксплуатации в котловой воде номинальных параметров

Безопасность эксплуатации трубных пучков 2ПГ-1, 2ПГ-3 и 2ПГ-4 оценивали с учетом ограниченной выявляемости дефектов методом ВТК.

Под безопасностью эксплуатации понимают невозможность нарушения целостности ТОТ с внезапным разрывом одной или нескольких трубок с появлением течи из первого контура во второй >>5л/ч.

Из анализа, проведенного выше, следует, что к внезапному появлению течи из первого контура во второй размером значительно больше 5 л/ч, может привести сочетание следующих событий:

нормальная эксплуатация в номинальных условиях

+

развитие большой трещины в одной или нескольких ТОТ с течью менее 5 л/ч из-за забивания ее продуктами коррозии и (или) из-за особой формы трещины

+

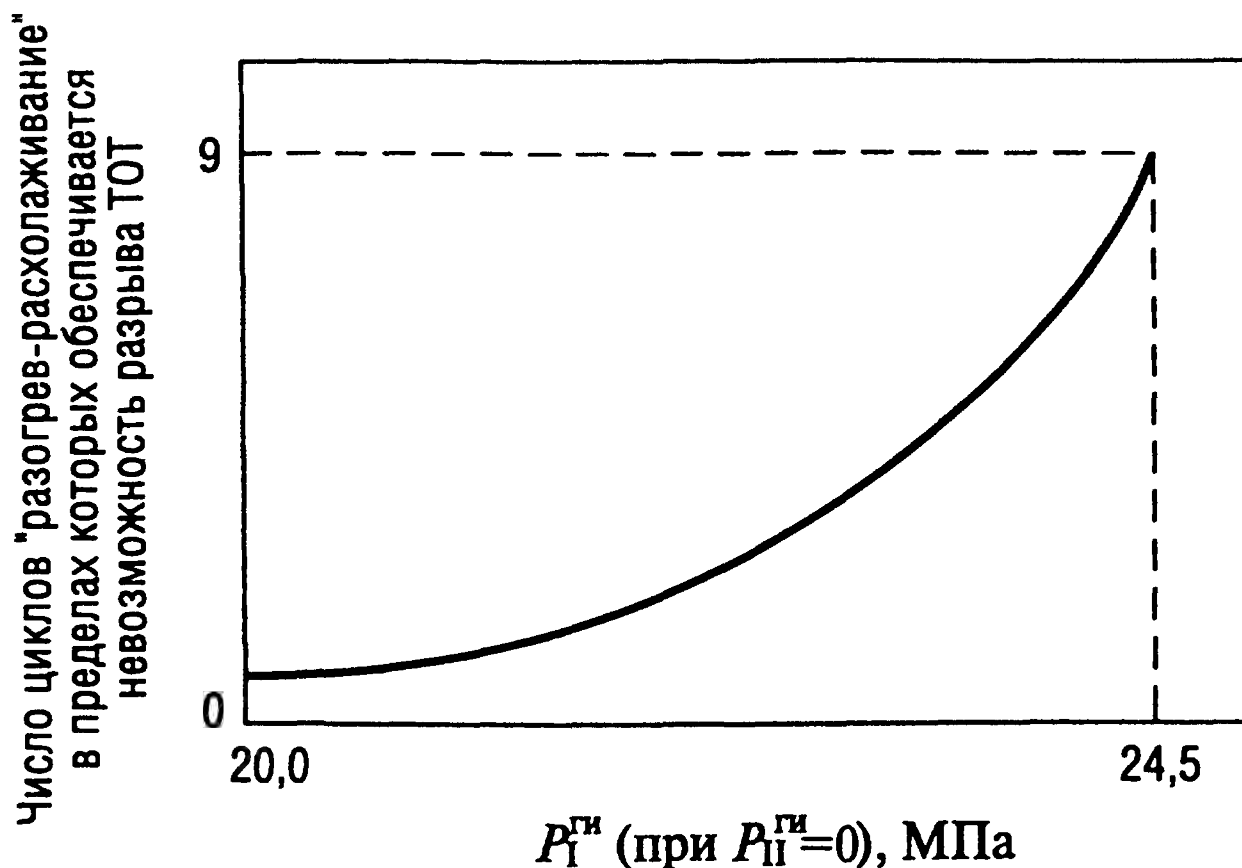


Рис. 147. Зависимость времени абсолютно безопасной эксплуатации ТОТ (выраженного в числе циклов нагружения в режиме разогрев-расхолаживание) от давления ГИ

внезапный разрыв паропровода с падением давления
во втором контуре до 0 при давлении в первом контуре
P_1 = 17,64 МПа.

Как показали расчеты критических размеров трещин более, жестким режимом для выявления трубок с большими трещинами по сравнению с приведенным сценарием, является режим гидроиспытаний с давлением $P_{I}^{ГИ}$ = 24 МПа; $P_{II}^{ГИ}$ = 0.

В случае проведения ГИ, выявления трубок с неплотностями по результатам ГИ, глушения неплотных трубок, внезапный разрыв одной или нескольких трубок становится невозможным.

При этом время подрастания критических трещин режима ГИ до критических трещин в режиме (НУЭ+разрыв паропровода) составляет 9 циклов «разогрев-расхолаживание». Влияние давления гидроиспытания на время абсолютной безопасности эксплуатации показан на рис. 147.

Выше показано, что контроль течей с остановкой реактора при течи 5 л/ч также позволяет своевременно выявлять трещины до достижения ими критических значений с коэффициентами запаса, принятыми в международной практике в рамках концепции «течь перед разрушением».

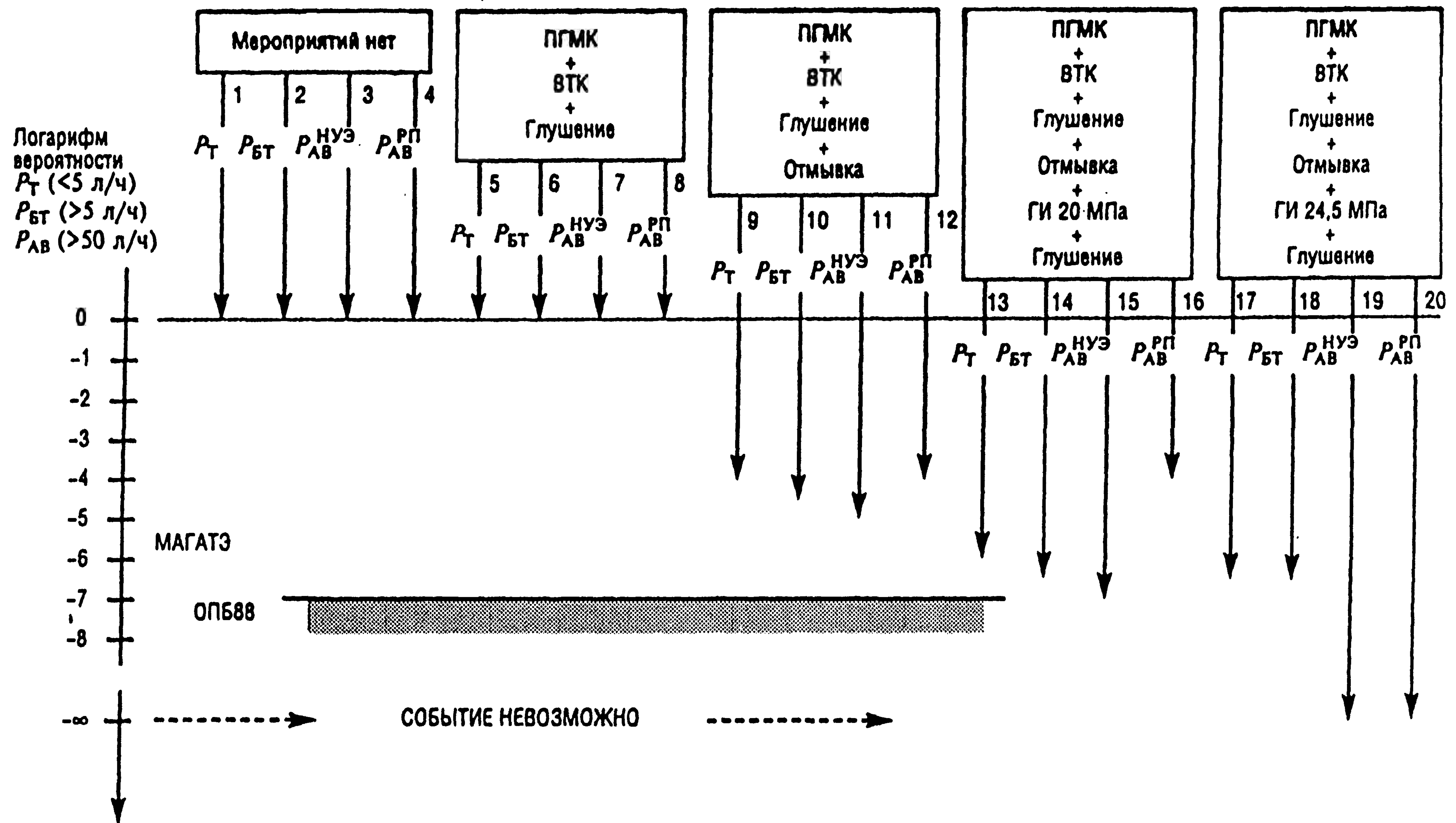


Рис. 148. Результаты безопасной эксплуатации трубных пучков ПГ

Результаты проведенного анализа безопасности эксплуатации трубных пучков 2ПГ-1, 2ПГ-3 и 2ПГ-4 в обобщенном виде показан на рис. 148. Здесь представлены вероятности следующих событий:

появление течи < 5 л/ч ($P_{\text{Т}}$);

появление течи > 5 л/ч ($P_{\text{БТ}}$);

внезапное появление большой течи из-за разрыва трубки в режиме НУЭ ($P_{\text{АВ}}^{\text{НУЭ}}$)

внезапное появление большой течи в аварийном режиме с разрывом паропровода ($P_{\text{АВ}}^{\text{РП}}$).

Вероятности событий $P_{\text{БТ}}$, $P_{\text{АВ}}^{\text{НУЭ}}$ и $P_{\text{АВ}}^{\text{РП}}$ (№№ 10–12, 14–16 и 18) оценены приближенно из-за отсутствия статистических данных по длинам трещин. При оценках событий $P_{\text{БТ}}$ и $P_{\text{АВ}}^{\text{НУЭ}}$ принимали достоверность контроля течей 0,9 (из-за возможности забивания трещины продуктами коррозии), а достоверность контроля термогидравлических циклов также 0,9 (из-за отсутствия инструментальной системы контроля и учета термогидравлических режимов (типа САКОР) [28] (см. рис. 6.1).

Событие $P_{\text{АВ}}^{\text{РП}}$ в варианте № 20 было оценено как невозможное при условии, что между двумя ГИ (P_{I}= 24,5 МПа и P_{II}= 0) будет не более 9 циклов «разогрев-расхолаживание».

Таким образом, совокупность результатов расчетов, описанных выше, позволяет сделать вывод, что ресурс и безопасность эксплуатации трубных пучков ПГ-1, 3 и 4 II блока БалАЭС обеспечена при выполнении следующих условий:

проведение ГИ с давлением $P_{\text{I}}^{\text{ги}} = 24{,}5$ МПа, $P_{\text{II}}^{\text{ги}} = 0$ и последующим глушением всех неплотных трубок;

остановка реактора при достижении течи 5 л/ч из первого контура во второй и глушение неплотных трубок;

глушение всех неплотных трубок, выявленных по результатам обследования другими методами (ВТ-контроль, ПГМК и др.) в ППР;

контроль режимов эксплуатации трубных пучков ПГ-1, 3, 4 II блока БалАЭС после ППР 96–97 до следующего ППР.

Из приведенных данных следует также, что безопасность эксплуатации ПГ-1,3,4 может быть обеспечена также до конца исчерпания проектного ресурса с учетом контрольных проверок,

предусмотренных в период очередных ППР и проведения соответствующих мероприятий, вытекающих из результатов этих проверок.

Условия обеспечения безопасности должны уточняться по результатам эксплуатации и ППР. Давление ГИ P_1= 24,6 МПа может быть уменьшено (вплоть до 18–20 МПа), если будут приняты условия, исключающие внезапный разрыв паропровода.

Описанная выше технология определения остаточного ресурса, надежности и безопасности эксплуатации и разработка на ее основе соответствующих технических мероприятий показала в случае ТОТ ПГ II энергоблока БалАЭС свою высокую эффективность.

При этом, с учетом большого числа однотипных элементов конструкций (на каждом ПГ имелось 11 000 ТОТ), можно было проверить точность вероятностных прогнозов. Так, по данным прогноза [87], выполненного в ППР 96, в период одной кампании должны разгерметизироваться 2–3 ТОТ на самом поврежденном ПГ. В действительности контроль плотности, выполненный в ППР 98 показал, что разгерметизировались только 2 трубки.

Парогенераторы II энергоблока БалАЭС после ППР 98 проработали еще одну кампанию и в 1999 г. были заменены на новые по причинам, не связанным с недостатком ресурсоспособности.

В заключение следует отметить, что полученный на II блоке БалАЭС положительный опыт применения системной технологии оценки и обеспечения ресурса, надежности и безопасности требует отраслевой поддержки и тиражирования на ПГ других АЭС. Только в этом случае можно остановить рост отказов ТОТ на АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и ВВЭР-440.

5.3. Дефекты сплошности технологической природы, выявленные в металле конструкции во время эксплуатации

Исчерпание ресурса по причине обнаружения в металле конструкции несплошности металла недопустимого размера и/или характера (дефекта) является наиболее типичным случаем на АЭС. В подавляющем числе случаев дефекты расположены в сварных швах и причиной их образования является нарушение технологии сварки на заводе-изготовителе, при монтаже или ре-

монте на АЭС.

В общем случае задача продления срока эксплуатации элемента конструкции с дефектом сплошности сводится к определению допустимого размера дефекта методами механики разрушения (см. разд. 3.5). Как правило (практически всегда), допустимый размер несплошности, определенный методами механики разрушения с учетом индивидуальных свойств и условий эксплуатации рассматриваемого элемента конструкции, оказывается в 10—100 и более раз больше нормативных дефектов, установленных для стадии изготовления и монтажа Правилами контроля [14, 15]. Это связано с тем, что методы механики разрушения позволяют вскрыть значительные резервы прочности и ресурсоспособности конструкции.

Анализ большого числа случаев применения методов разд. 3.4.2 и 3.5 для обоснования предельно допустимых размеров несплошности во время эксплуатации показывает, что это сокращается объем ремонта на АЭС примерно в 10 раз.

Принципиально важным при этом является доказательство технологической природы дефекта (в противном случае пропуск дефекта в эксплуатацию или его ремонт могут создать угрозу безопасности АЭС).

*5.3.1. Трубопроводы Ду 800 и коллекторы КМПЦ реакторов РБМК на СмолАЭС, ИгнАЭС и ЛАЭС (1986—89 гг.)**

Одними из основных элементов конструкций контура многократной принудительной циркуляции (КМПЦ) реакторов типа РБМК-1000 и РБМК-1500 являются трубопроводы Ду 800 и напорный и всасывающий коллекторы (рис. 149 и 150). Указанные

---

* Работы выполнены в рамках программ ГлавАЭС РБМК Минатома СССР (Ю.Н. Филимонцев) под руководством автора с участием Л.В. Буряка (ремонт сваркой), В.Ю. Зубова (программы и расчеты допустимых дефектов и вероятности разрушения), Л.Л. Жулева (исследование достоверности УЗК), Л.Б. Бабкина (участие в расчетах допустимых дефектов), В.С. Кузнецова (участие в разработке технологий ремонта сваркой и исследованиях достоверности контроля) (ВНИИАЭС). Работа выполнялась во взаимодействии с НИИКИЭТ (Ю.М. Черкашов, Е.Ю. Ривкин), ИМАШ (Н.А. Махутов) и ЦНИИТМАШ (Г.С. Васильченко и В.Г. Щербинский).

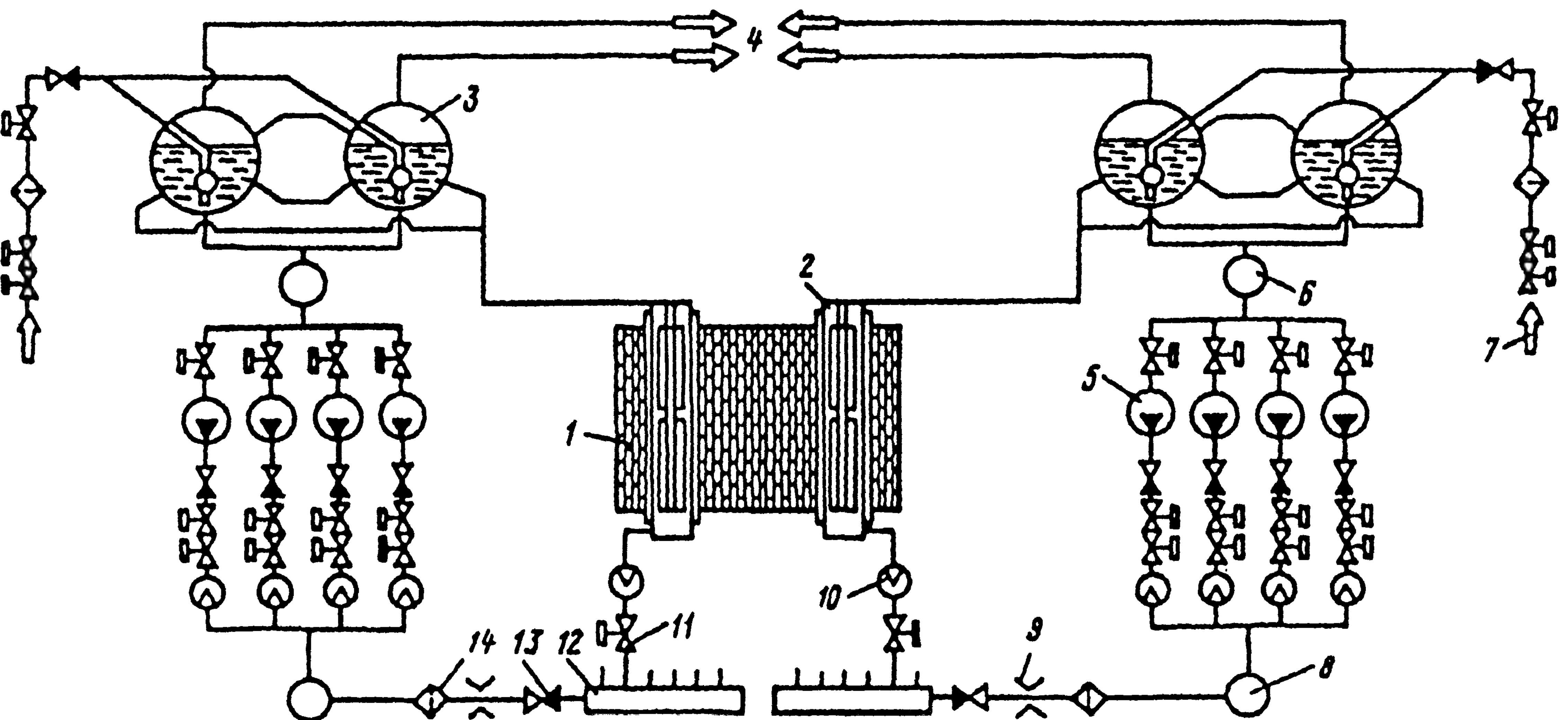


Рис. 149. Принципиальная схема контура МПЦ:

1 — реактор; *2* — топливный канал; *3* — барабан-сепаратор; *4* — паропроводы; *5* — главный циркуляционный насос; *6* — всасывающий коллектор; *7* — трубопроводы питательной воды; *8* — напорный коллектор; *9* — ограничительная вставка; *10* — шариковый расходомер; *11* — запорно-регулирующий клапан; *12* — раздаточный групповой коллектор; *13* — обратный клапан; *14* — механический фильтр

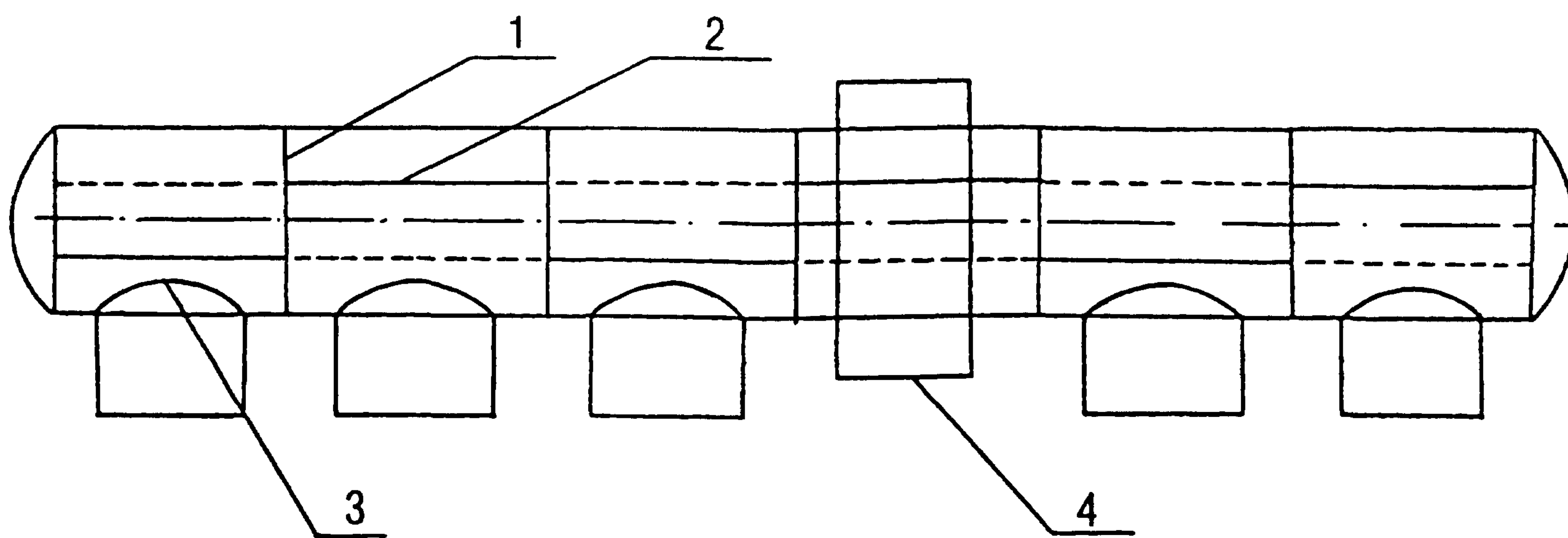


Рис. 150. Схема напорного коллектора:
1 — кольцевой шов корпуса и приварки днища НК (7 шт.); *2* — продольный сварной шов НК (12 шт.); *3* — шов приварки патрубка Ду 800 (5 шт.); *4* — опора

элементы конструкции изготовлены из стали 22К (или типа 22К зарубежной поставки) и имеют на внутренней части плакировку из аустенитной стали.

Во время эксплуатации в КМПЦ теплоноситель имеет температуру ~290 °С при давлении ~80 кг/см^2.

Впервые проблема массовой дефектности трубопроводов Ду 800 была выявлена на I энергоблоке СмолАЭС в 1985 г. Уже тогда отремонтировать все выявленные дефекты было невозможно и специальным решением 52 стыка были временно допущены в эксплуатацию с дефектами сплошности металла. В последующем неразрушающий контроль элементов КМПЦ на других энергоблоках Смоленской, Чернобыльской, Курской, Игналинской и Ленинградской АЭС выявил большое число дефектов аналогичного характера, и вследствие этого объемы необходимого ремонта еще больше возросли и существенно превысили возможности отрасли.

Число дефектов, выявленных только в 1988 г. на I, II блоках СмолАЭС, и место их расположения на толщине стенки трубопровода Ду 800 показаны на рис. 151, 152. Фрактографический анализ очевидно подтверждал технологическую природу дефектов. Тщательный контроль металла трубопроводов на одном из заводов-поставщиков труб позволил выявить более 1000 дефектов в комплекте труб для одного энергоблока (рис. 153).

Подключаясь в 1987 г. к работам по обеспечению ресурсоспособности и безопасности эксплуатации трубопроводов и коллек-

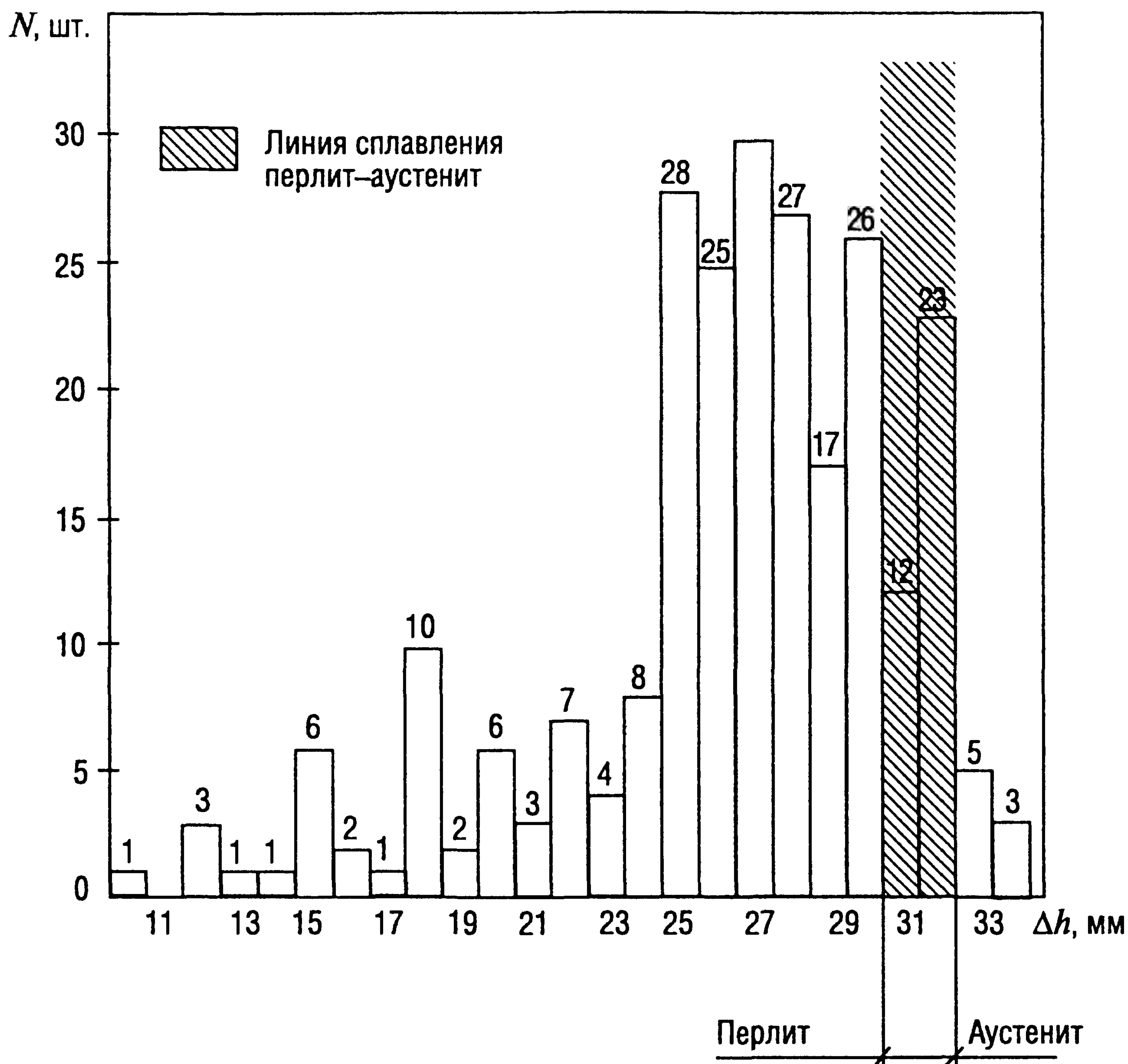


Рис. 151. Результаты контроля 144 монтажных стыков Ду 800 на I блоке СмолАЭС в ППР 88:

N — число дефектов; Δ*h* — глубина залегания дефекта

торов КМПЦ РБМК-1000 — РБМК-1500, нами были поставлены следующие задачи:

1) исследовать резервы прочности и ресурсоспособности указанных элементов конструкций с целью научного обоснования минимально необходимого объема их ремонта;

2) определить и обосновать максимально допустимые размеры несплошностей металла во время предстоящей эксплуатации в пределах назначенного срока службы;

3) исследовать в количественной вероятностной постановке уровень безопасности эксплуатации коллекторов и трубопроводов КМПЦ с учетом наличия в них массовых дефектов сплош-

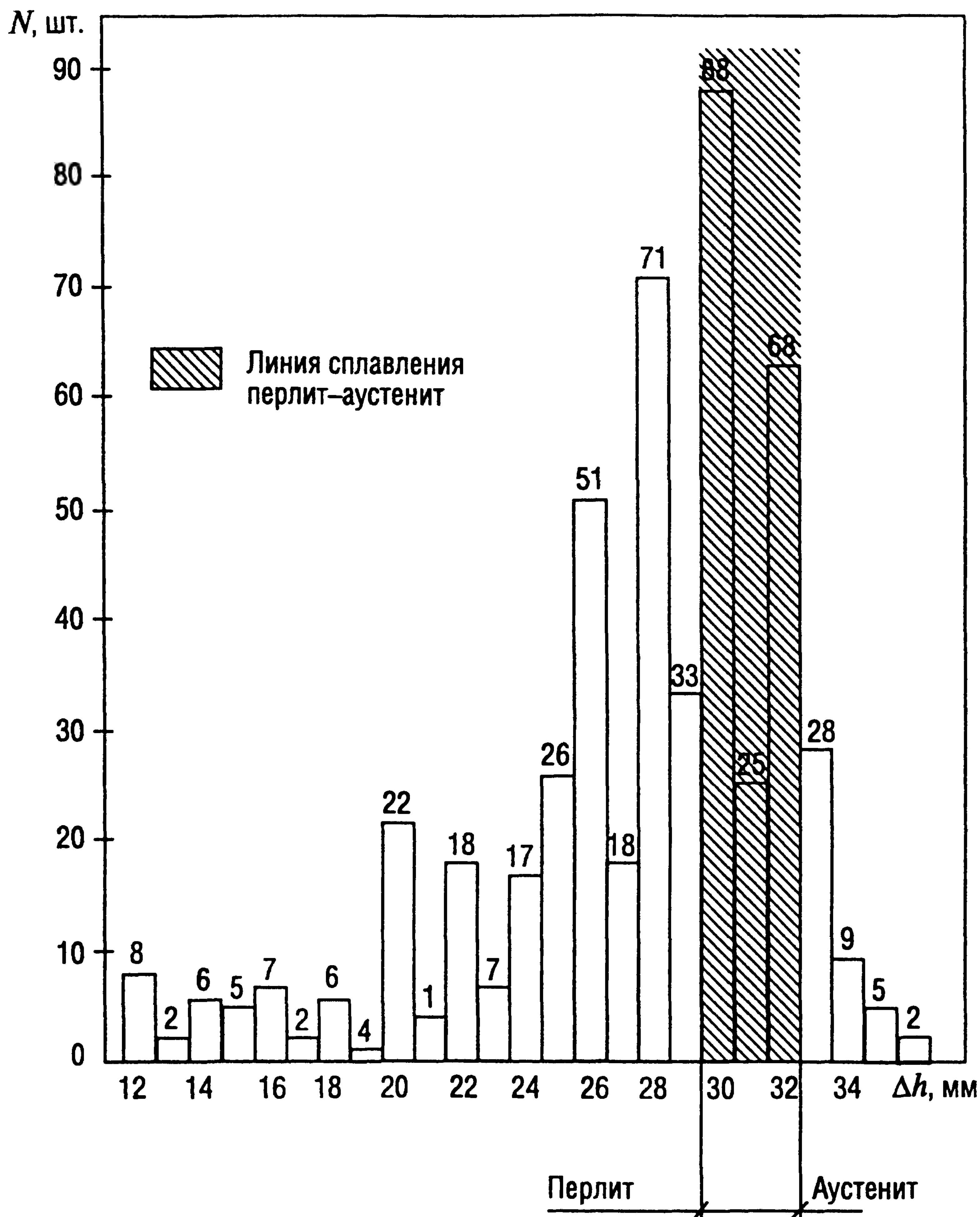


Рис. 152. Результаты УЗ контроля 152 монтажных стыков Ду 800 на II блоке СмолАЭС в ППР 88:

N — число дефектов; Δ*h* — глубина залегания дефекта

ности, а также выполненных мероприятий по их обнаружению и ремонту.

В процессе решения перечисленных задач были усовершенствованы имевшиеся и созданы новые технологии ремонта перлитной и аустенитной частей трубопроводов методом сварки (совместно с ЦНИИТМАШ и ЦНИИКМ «Прометей») усовершенствованы ме-

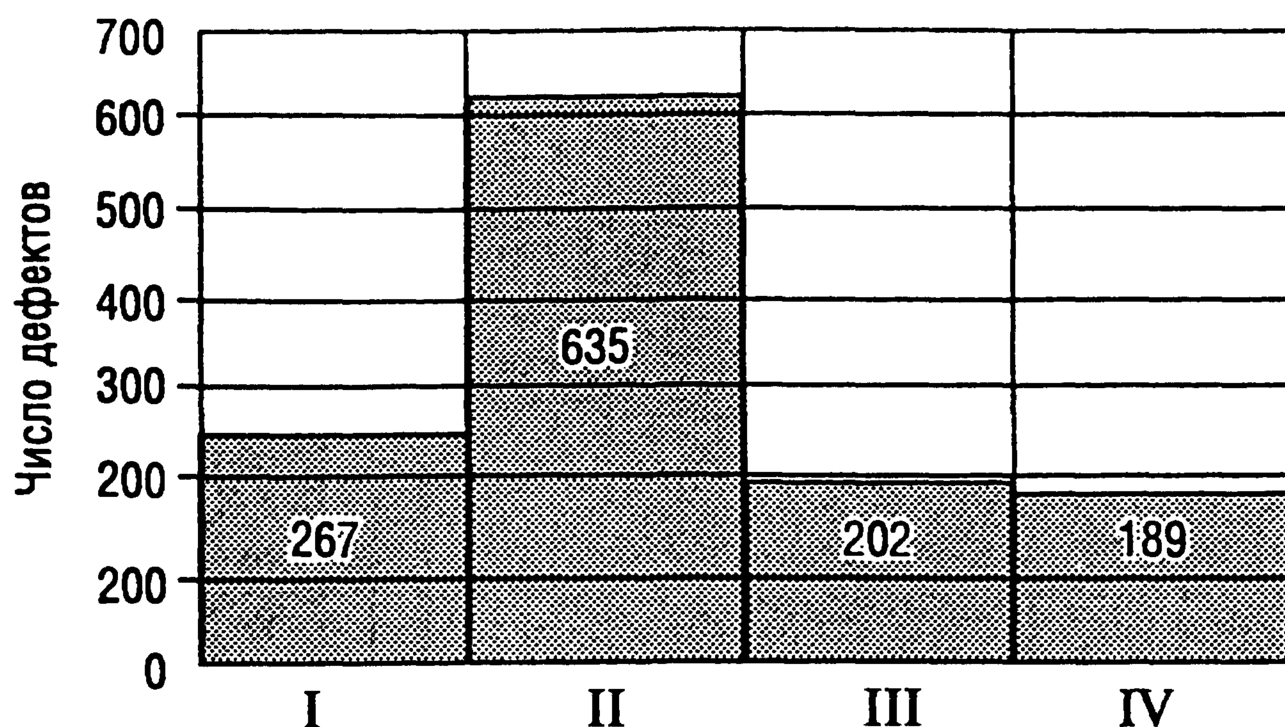


Рис. 153. Число дефектов в сварных соединениях трубопроводов Ду 800 и коллекторов КМПЦ реактора РБМК, обнаруженных неразрушающими методами контроля и отремонтированных на заводе-изготовителе (Джуро Джакович):

I — контроль после сварки (просвечиванием); *II* — контроль после сварки (УЗК); *III* — контроль после термообработки (УЗК); *IV* — суперконтроль перед передачей трубопроводов (УЗК)

тодики УЗ контроля, в том числе и ремонтных подварок, были разработаны новые методики анализа процесса разрушения и обоснования предельно допустимых размеров несплошностей применительно к конструкциям и условиям эксплуатации КМПЦ РБМК, были разработаны технологии изготовления и изготовлены полномасштабные тестобразцы Ду 800 со скрытыми, специально заложенными дефектами сплошности металла, разработаны методики и проведены исследования достоверности УЗ контроля и его влияния на надежность и безопасность эксплуатации трубопроводов и коллекторов, разработаны методики вероятностной оценки надежности трубопроводов и коллекторов по критерию их сопротивления полному внезапному разрушению.

Основные полученные при этом результаты методического характера приведены выше в гл. 2 и 3, а результаты расчетов допустимых в пределах назначенного срока службы несплошностей металла, достоверности контроля, а также вероятностной оценки надежности даны ниже.

В табл. 37 приведены допустимые глубины (размер в направлении толщины стенки) *a* и протяженность *c* несплошностей для трубопроводов Ду 800, напорного и всасывающего коллекторов и патрубков коллекторов (схематизация дефектов на рис. 154).

Таблица 37. **Относительная глубина допустимых дефектов a/S, %**

Отношение Полуосей a/c	Трубопровод $S \leq 50$ мм		Коллектор $S \leq 70$ мм		Шов, приварки патрубка Ду 800 к коллектору	
	Подповерхностный дефект	Поверхностный дефект	Подповерхностный дефект	Поверхностный дефект	Подповерхностный дефект	Поверхностный дефект
0	5,0	7,6	5,8	6,2	2,4	3,9
0,1	7,2	9,3	7,0	7,3	7,0	7,1
0,2	8,3	10,2	8,1	8,2	7,8	8,1
0,3	9,5	11,2	8,9	9,1	8,7	9,1
0,4	10,7	12,6	9,9	10,3	9,6	10,3
0,5	11,6	14,2	11,2	11,7	10,9	11,7
0,6	12,7	14,2	12,7	13,2	12,3	13,2
0,7	13,8	14,2	13,9	13,2	13,9	—
0,8	15,0	14,2	15,2	13,2	15,2	—
0,9	16,1	14,2	16,5	13,2	16,5	—
1,0	17,1	14,2	17,7	13,2	17,7	—

Примечание. Полная глубина получается умножением величины a/S на S (толщину стенки) для поверхностного дефекта и на $2S$ для подповерхностного дефекта. Подповерхностный дефект моделируется эллипсом, поверхностный — полуэллипсом с полуосями a (глубина) и c (протяженность)

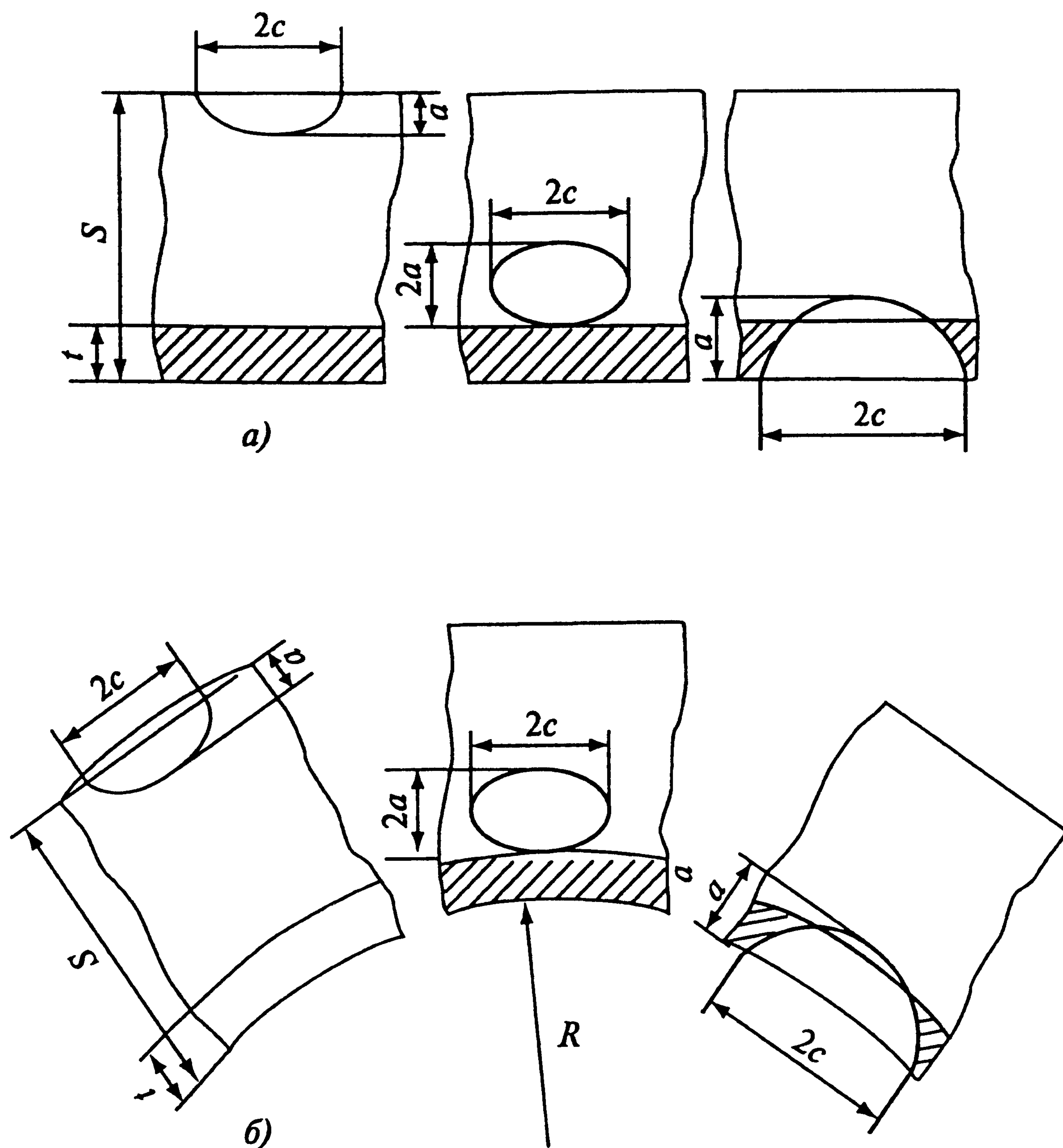


Рис. 154. Схематизация дефектов:
а) — в продольном направлении; *б*) — в кольцевом направлении

В связи с отсутствием уверенности в высокой достоверности УЗК для практического применения были даны некоторые консервативные рекомендации.

1. Установить контрольный уровень (наименьшая фиксируемая эквивалентная площадь) $S_к$, равный 6 мм^2 для соединений толщиной 40 мм, и 9 мм^2 для соединений толщиной до 80 мм. Поисковый уровень $S_п$ должен быть установлен равным $0{,}5S_к$.

2. Дефект считать компактным, если его условная протяженность $c_к$ на уровне контрольной чувствительности равна 20 мм для толщины 40 мм и 25 мм для толщины 80 мм.

3. Установить наибольшую допустимую эквивалентную пло-

щадь компактного дефекта $S_{бр}$, равную 12 мм^2 для толщины 40 мм, и 18 мм^2 для толщины 80 мм.

4. Протяженная несплошность ($c > c_к$) бракуется, если плоскостная и ее эквивалентная площадь превышает контрольный уровень.

5. Объемная протяженная несплошность бракуется, если ее эквивалентная площадь превышает браковочный уровень компактного дефекта.

В последствии (в 1988 г.) Госатомэнергонадзором СССР были допущены для практического использования на АЭС «Нормы оценки качества сварных соединений напорного и всасывающего коллекторов и трубопроводов Ду 800 КМПЦ РБМК-1000, РБМК-1500 в эксплуатации» ВНИИАЭС, 1988 г.

Ниже приведен текст этих норм без сокращений.

1. Настоящие «Нормы оценки качества...» распространяются на сварные соединения следующих элементов действующего оборудования КМПЦ РБМК-1000, РБМК-1500: напорный коллектор, всасывающий коллектор, трубопроводы Ду 800 и патрубки Ду 800.

2. Фактический предел текучести металла контролируемого шва не должен превышать 320 МПа.

3. Значения размаха приведенных напряжений во всех режимах эксплуатации не должны превышать 170 МПа, а суммарное число циклов разогрев-расхолаживание, разогрев-аварийное расхолаживание и гидроиспытания составляет не более 340.

4. Контакт теплоносителя с перлитной частью КМПЦ не допускается. Поверхностные дефекты расположены на наружной стороне конструкции.

К «Нормам оценки качества сварных соединений напорного и всасывающего коллекторов и трубопроводов Ду 800 КМПЦ РБМК-1000 и РБМК-1500 в эксплуатации» (далее «Нормы...») было дано дополнение:

1. Настоящие «Нормы...» разработаны в рамках создания НТД «Правила контроля сварных соединений и основного металла оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации АЭС» (п. 7.18 СППНАЭ, утверждаемых ГАЭН СССР). Создаваемые «Правила...» и входящие в них «Нормы...» являются аналогом

Таблица 38. **Результаты УЗК сварных соединений Ду 800 КМПЦ ЛАЭС (II блок) в перлитной части шва**

Номер шва по документации АЭС	ППР 88			ППР 89			ППР 90		
	Глубина, мм	Длина мм	$S_{экв}$, мм	Глубина, мм	Длина мм	$S_{экв}$, мм	Глубина, мм	Длина мм	$S_{экв}$, мм
25	24	400	8	34	—	5	35	—	4,5
	26	50	7	29	30	2,5	34	—	3
	26	—	4	32	—	3	28	100	5
	30	—	7	28	100	6	—	—	—
П34	34	—	6	20	120	4,5	20	120	4,5
	19–25	120	4	—	—	—	—	—	—
	19	—	4–10	—	—	—	—	—	—
	16–31	—	2	—	—	—	—	—	—
Л49	22–36	50	4	30	—	4	30	—	4
	25–27	40	5	25	30	4–5	25	30	5
	30–36	—	5	30	30	4	30	30	4
Л53	26–36	600	2,8	25	—	3	25	—	3
				27	20	3,5	27	20	3,5
П60	25–38	70	10	27	—	3	27	—	3
	28–38	120	4	26	—	4	26	—	4
	31	—	7	28	100	8	28	100	8
Л62	25–32	50	7	30	50	4	30	50	4

действующего в США и других странах Кода ASME (Приложение XI).

2. Область распространения «Норм...» ограничивается только этапом эксплуатации АЭС. Для стадии изготовления и входного контроля «Норм...» не приемлемы.

3. При контроле сварных соединений методом ультразвуковой дефектоскопии для определения эквивалентных площадей и линейных размеров дефектов использовать методики по ОСТ 108.004-80.

4. Ограничение по пределу текучести относится только к перлитной части трубопроводов и коллекторов. В случае если предел текучести будет превышать величину, указанную в «Нормах...», решение о допустимости дефектов принимается по согласованию с ВНИИАЭС.

5. Геометрические характеристики поверхностных и подповерхностных дефектов поясняются на прилагаемых схемах. При этом для подповерхностного дефекта должно сохраняться условие для меньшей перемычки: $\chi_в > a/9$.

В первые годы применения «Норм...» за некоторыми из оставленных в эксплуатации несплошностей, классифицируемыми как дефекты по правилам контроля ПК 1514, был установлен ежегодный контроль.

Результаты контроля в период планово-предупредительных ремонтов (табл. 38) показали, что оставленные в эксплуатации дефекты практически не развивались, что согласуется с расчетными данными.

Разработанные «Нормы оценки качества...» были первым в СССР опытом создания на современной научной основе нормативного документа по оценке качества металла конструкции по дефектам сплошности.

Результаты оценки надежности трубопроводов и коллекторов КМПЦ по критерию сопротивления их внезапному полному разрыву (а, следовательно, безопасности эксплуатации) приведены на рис. 155. По вертикальной оси на рис. 155 откладывали логарифм вероятности внезапного разрыва, а по горизонтальной — срок эксплуатации в годах. Ступенчатое снижение вероятности разрыва обусловлено учетом влияния эксплуатационного нераз-

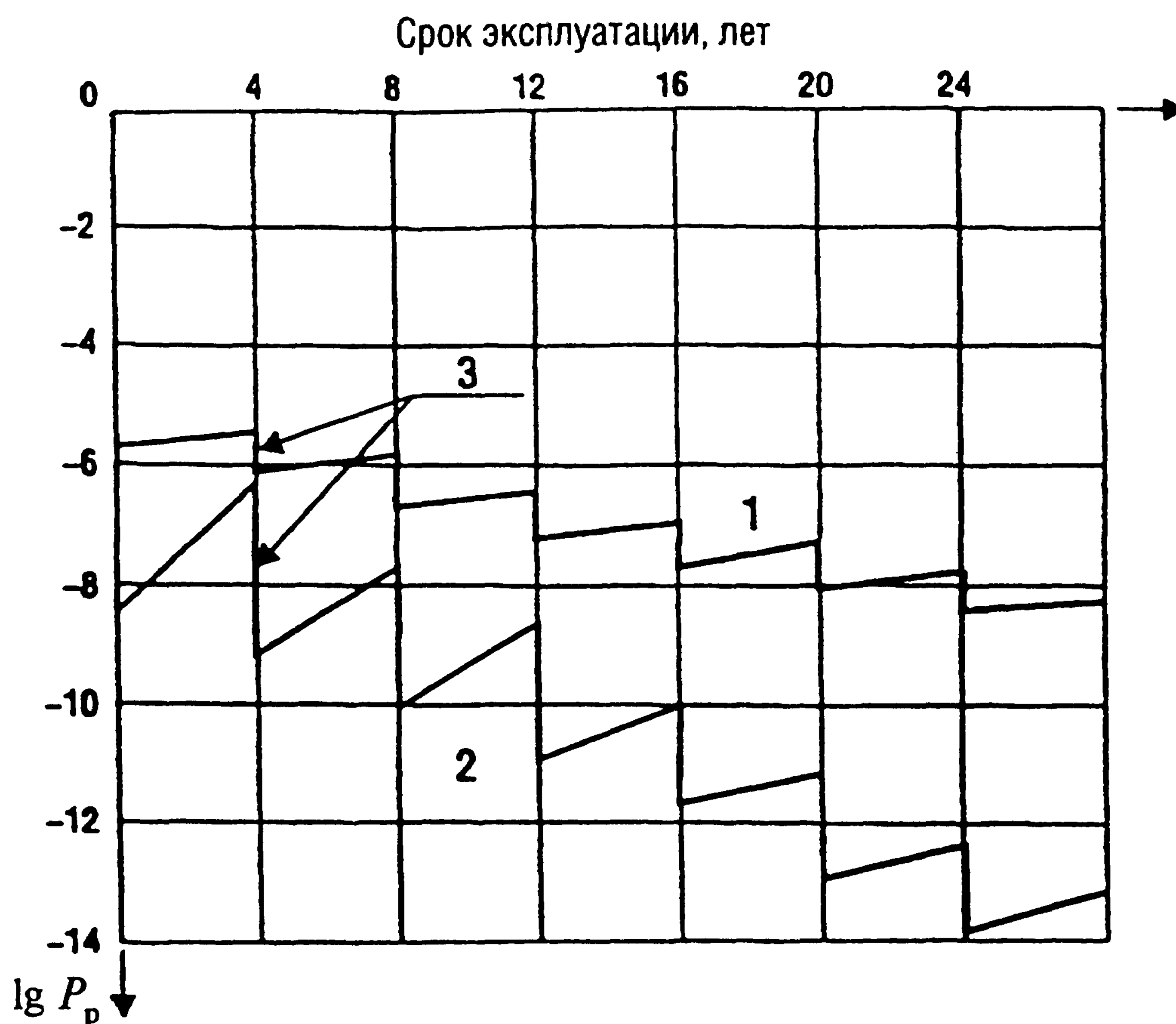


Рис. 155. Зависимость вероятности разрушения от времени эксплуатации и условий технического обслуживания КМПЦ реакторов типа РБМК-1000:

1 — трубопровод Ду 800; *2* — напорный коллектор; *3* — НКЭ + ремонт дефектов + успешные гидроиспытания

рушающего контроля (НКЭ), ремонта по результатам контроля, а также гидравлических испытаний избыточным по сравнению с рабочим давлением. Снижение $P_р$ с каждым контролем ППР и ГИ показано не в консервативную сторону, так как при расчетах не было учтено уменьшение эффективности контроля с нарастанием числа контролей и общие ограничения в выявляемости дефектов использованного метода контроля (см. [23]) и разд. 3.1.).

В расчетах надежности элементов КМПЦ была учтена фактическая выявляемость дефектов, определенная расчетным методом по результатам УЗ контроля в условиях АЭС. Расчетная кривая удовлетворительно совпала с экспериментальной, полученной на тест-образце в лабораторных условиях (рис. 156). В дальнейшем были проведены более детальные исследования выявляемости дефектов на Ду 800, в том числе и с привлечением фирмы TRC (Швеция). Результаты этих исследований изложены в монографии [23].

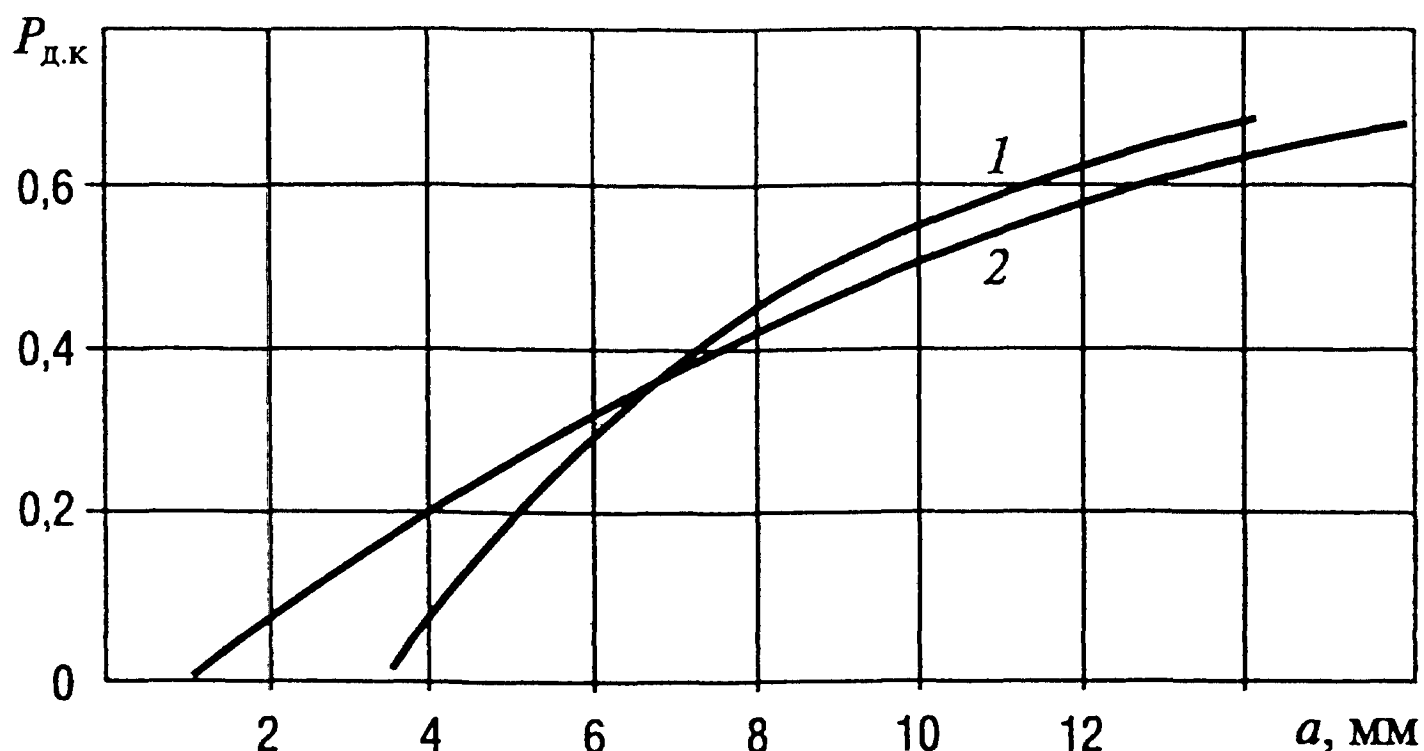


Рис. 156. Вероятность пропуска дефекта характеристического размера a:
1 — экспериментальная кривая; 2 — расчетная кривая по уравнению (31) при $a_0 = 1$ мм и $\lambda = 0{,}077$ мм$^{-1}$

Полученные результаты явились основанием для резкого сокращения объемов ремонта на АЭС с РБМК, более равномерного распределения материальных и людских ресурсов во времени при ремонте, а также определения условий безопасности и обоснования возможности продолжения эксплуатации.

Изложенные выше результаты оформлены в документах [91, 92 и др.], многократно обсуждались на технических совещаниях и научных семинарах, в том числе и на объединенном НТС ИАЭ им. И.В. Курчатова, НИКИЭТ и ВНИИАЭС, посвященном принятию решения о возможности и условиях безопасной эксплуатации АЭС с РБМК (1989 г.).

*5.3.2. Корпус реактора (КР) II энергоблока КолАЭС (1989 г.)**

В начале 1989 г. на 15 году эксплуатации был проведен УЗК корпуса реактора (КР) установкой «Реактор-Тест-Шкода» (ЧССР), и было выявлено 11 несплошностей металла, существенно превышающих нормативные значения. Дефекты располагались в пяти сварных швах КР, в том числе и в сварном шве

* Работа выполнена по просьбе КолАЭС под руководством автора с участием В.Б. Кириллова и М.И. Карелова (анализ радиационного охрупчивання, хим. Состава и взятия стружки), Л.Б. Бабкина (расчеты), М.Б. Бакирова (измерение твердости).

№ 4 в районе активной зоны и в зоне патрубка Ду 500. По предварительным оценкам дефекты имели технологическую природу, однако, ремонт их практически был невозможен не только по радиационным условиям, но также из-за больших глубин залегания дефектов, отсутствия технологий и оснастки для ремонта, а также, самое главное, отсутствия обоснования возможности ремонта сваркой облученного и охрупченного металла. Замена КР на новый также практически была невозможна.

В соответствии с существующей нормативной документацией КР энергоблока II исчерпал свой ресурс по критерию существования в нем несплошностей недопустимых размеров.

Ситуация осложнялась еще тем, что металл КР имел повышенную чувствительность к несплошностям из-за высокого, существенно превышающего проектные значения коэффициента радиационного охрупчивания.

В указанных условиях руководство КолАЭС (Ю.В. Коломцев) обратилось к нам с просьбой исследовать возможные варианты продолжения эксплуатации энергоблока. К тому времени нами был накоплен 14-летний опыт применения методов системной технологии для решения ресурсных задач на АЭС, с использованием которого и была решена поставленная КолАЭС задача.

Характеристики выявленных в ППР 89 дефектов сплошности представлены на рис. 38 и в табл. 39; расположение и нумерация сварных швов КР — на рис. 39. На рис. 38 изображены только наиболее опасные дефекты.

Для вскрытия резервов прочности и ресурсоспособности КР с учетом выявленных дефектов использовали методики разд. 1.3, 2.1, 2.2, 2.4, 3.2, 3.4, 3.5 и 3.6.

При анализе и выборе физико-механических свойств элементов корпуса реактора II блока рассматривались сертификатные данные, данные по «Нормам прочности», а также результаты оценки временного сопротивления разрыву основного металла и металла сварного шва № 4 до и после восстановительного отжига КР II блока в ППР 89 на основе измерений твердости по Бринеллю при использовании дистанционного автоматического твердомера ДТ-4М.

В табл. 40 даны усредненные сертификатные данные по меха-

Таблица 39. **Геометрические характеристики выявленных и схематизированных дефектов в корпусе реактора II блока КолАЭС, превышающие нормативные значения**

Номер сварного шва (см. рис. 39)	Номер дефекта	Координаты дефекта		a/c	c, мм	a, мм
		y, мм	z, мм			
2	1	−110	123	0,5	4,2	2,1
3	2	140	30	0,5	4,5	2,3
4	3	10	6	0,5	3,8	1,9
4	4	−5	8	0,5	3,2	1,6
6	5	30	184	0,12	46,5	5,65
	6	10	55	0,5	5,3	2,7
	7	30	135	0,12	26,0	3,0
7	8	175	170	0,5	14,2	7,1
	9	170	175	0,24	26,5	6,3
	10	100	150	0,13	25,0	3,2
	11	55	180	0,5	6,4	3,2

Таблица 40. **Механические свойства основного металла элементво корпуса реактора II блока КолАЭС**

Элемент корпуса	T = 20 °C				T = 325 °C			
	R_m, МПа	$R_{P0,2}$, МПа	A, %	Z, %	R_m, МПа	$R_{P0,2}$, МПа	A, %	Z, %
Обечайки зоны патрубков верхняя № 022	613	524	23	73,2	511	447	19	74,8
Обечайки зоны патрубков нижняя № 012	608	495	25,6	76,3	502	435	18,2	75,5
Обечайка № 031	605	485	24,6	77,6	504	416	18,6	73,8
Обечайка № 032 (1)	605	515	22	76,3	524	438	16,6	73,8
Обечайка к днищу № 032 (2)	623	508	22,8	76,3	525	456	17,6	74,2

Таблица 41. **Механические свойства сварных швов корпуса реактора II блока КолАЭС. Сертификатные данные**

Номер шва	$T = 20$ °C				$T = 325$ °C			
	R_m, МПа	$R_{p0,2}$, МПа	A, %	Z, %	R_m, МПа	$R_{p0,2}$, МПа	A, %	Z, %
3,5	603	488	25,6	67,3	500	396	18,3	71,1
6	619	519	23	65	520	437	17,9	61
7	619	519	23	65	520	437	17,9	61
4	603	488	25,6	67,3	500	396	18,3	71,1

Таблица 42. **Значения временного сопротивления R_m, МПа, в зоне отжига шва № 4 II блока корпуса реактора КолАЭС до отжига и после отжига**

Элемент	До отжига	После отжига на шлифованном участке	После отжига без шлифовки
Основной металл обечаек № 031 и 032 (1)	778	651	657
Околошовная зона	751	645	631
Сварной шов 4	798	688	688

ническим свойствам элементов КР II блока, в которых были обнаружены дефекты в ППР 89.

Усредненные значения сертификатных данных о механических свойствах для сварных швов корпуса реактора II блока, в которых были обнаружены дефекты, даны в табл. 41.

На рис. 157 изображена схема замеров твердости в области сварного шва № 4 корпуса II блока до отжига, после отжига без шлифовки и после отжига на шлифованном участке.

В табл. 42 представлены усредненные значения временного сопротивления (R_m), полученные по результатам измерения твердости по Бринеллю.

В табл. 43 представлены значения механических свойств стали 15Х2МФА в соответствии с нормами [4].

В дальнейшем в расчетах будут использованы значения механических характеристик основного металла и металла сварного шва корпуса II блока по табл. 43 как наиболее консервативные (идущие в запас прочности) из рассмотренных результатов.

В связи с отсутствием сертификатных данных о критической

Таблица 43. **Механические свойства элементов корпуса реактора II блока КолАЭС [4]**

Элемент корпуса	$T = 20$ °С					$T = 350$ °С				
	E, 10^5 МПа	α, 10^{-6} 1/°С	R_m, МПа	$R_{P0,2}$, МПа	Z, %	E, 10^5 МПа	α, 10^{-6} 1/°С	R_m, МПа	$R_{P0,2}$, МПа	Z, %
Основной металл цилиндрической части	2,14	10,9	540	432	50	1,9	12,3	461	392	50
Основной металл зоны патрубков	2,14	10,9	540	432	50	1,9	12,3	461	392	50
Сварные швы	2,14	10,9	540	392	50	1,9	12,3	461	373	45

температуре хрупкости ($t_{ко}$) элементов корпуса реактора II блока КолАЭС, в расчетах принято, что критическая температура хрупкости основного металла корпуса реактора равна 0 °С, критическая температура хрупкости сварных швов № 5, 6, 7 равна 40 °С, критическая температура хрупкости сварного шва № 4 равна 60 °С. Принятые значения $t_{ко}$ являются максимальными, что идет в запас прочности. Указанные данные приняты по представлению главных материаловедческих организаций.*

В результате проведенного отжига сварного шва № 4 корпуса реактора II блока сдвиг критической температуры хрупкости вследствие облучения быстрыми нейтронами уменьшился и по оценкам ИАЭ не превышает значения равного 20 °С. Таким образом, на момент пуска II блока КолАЭС после ППР 89 критическая температура хрупкости ($t_{к,89}$) сварного шва № 4 корпуса реактора II блока составляет $t_{к,89} = 80$ °С.

В расчете принято, что для наиболее нагруженных, с точки зрения сопротивления усталостному разрушению сварных швов № 6, 7, сдвиг критической температуры хрупкости из-за усталостного охрупчивания ($\Delta t_а$) равен 2 °С (принято, что величина повреждаемости к концу срока эксплуатации, не превышает значе-

* До отжига критическая температура хрупкости сварного шва № 4 оценивается значением 180 °С.

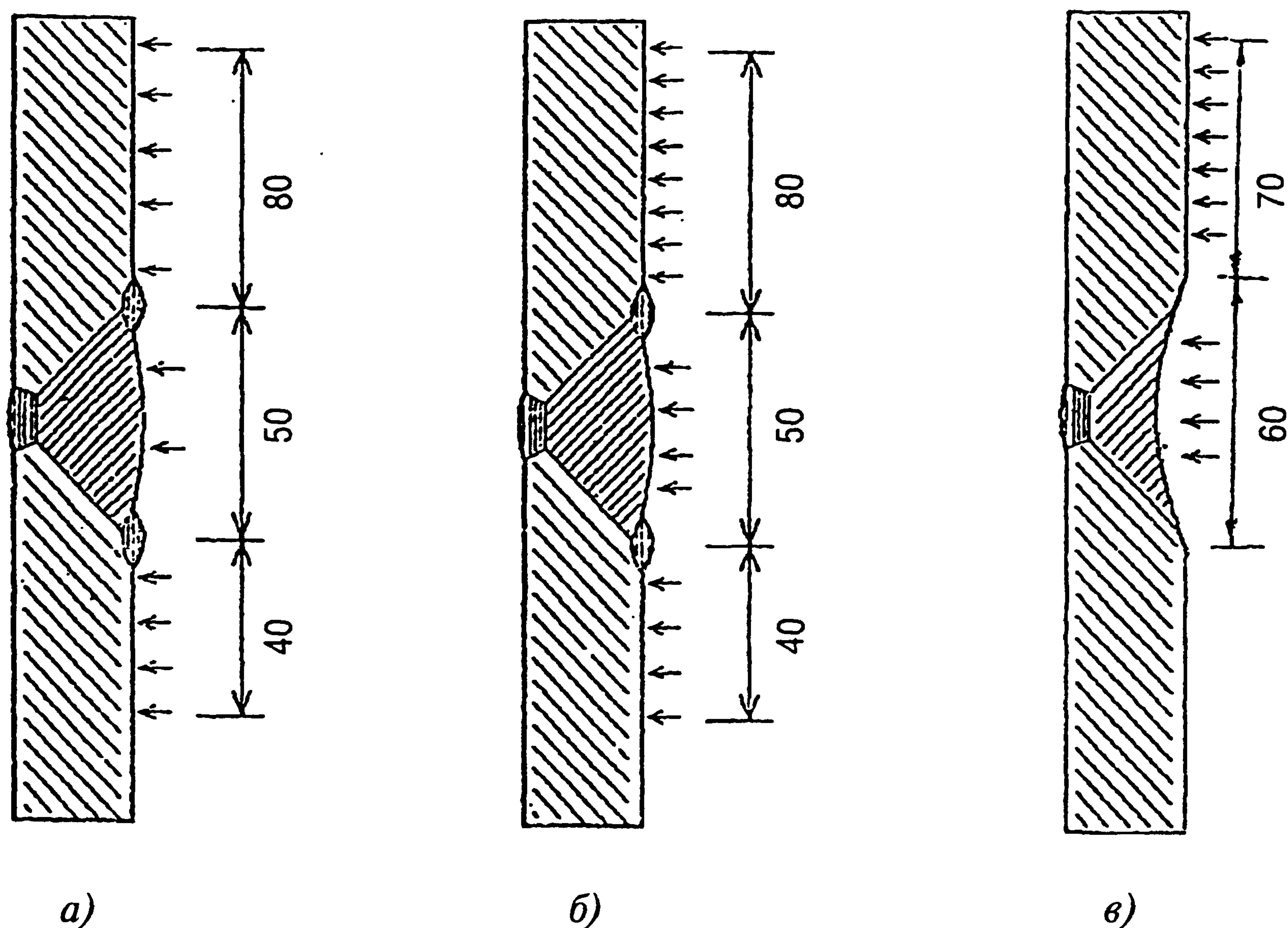


Рис. 157. Схема замеров твердости в районе шва № 4 корпуса реактора II блока КолАЭС:

а — до отжига; *б* — после отжига; без шлифовки; *в* — после отжига на шлифованном участке

Таблица 44. **Распределение критической температуры хрупкости по толщине сварного шва № 4 к концу эксплуатации**

а, мм	0	10	20	30	40	140
$T_к$, °С	191,5	189	186,5	184	181,3	147,5

ния 0,1). Для остальных элементов корпуса реактора в запас принято, что $\Delta t_а$= 2 °С.

Таким образом, сдвиг критической температуры хрупкости сварных швов № 6, 7 на конец срока эксплуатации равен 42 °С. а основного металла зоны патрубков и обечайки № 032(2) равен 2 °С.

Сдвиг критической температуры хрупкости из-за радиационного охрупчивания (Δt_F) для металла сварных швов № 6, 7 и основного металла обечаек зоны патрубков № 012, 022. а также обечаек 032(2) II блока КолАЭС в расчете принят равным 0 °С. Таким образом, критическая температура хрупкости для сварных швов № 6, 7 II блока к концу срока эксплуатации принята равной 42 °С, а для

Таблица 44. **Распределение критической температуры хрупкости по толщине сварного шва № 4 к концу эксплуатации**

a, мм	0	10	20	30	40	140
$T_к$, °С	191,5	189	186,5	184	181,3	147,5

основного металла обечаек № 012, № 032(2) равной 2 °С.

Δt_F рассчитывали на конец 30-летней эксплуатации следующим образом. Через 15 лет после ППР 89 флюенс быстрых нейтронов с энергией больше 0,5 МэВ в области сварного шва № 4 достигнет $24{,}3 \cdot 10^{18}$ нейтр./см^2 (с учетом установки кассет-экранов в КР II блока КолАЭС максимальное годовое увеличение флюенса быстрых нейтронов в области сварного шва № 4 не превысит значения $1{,}62 \cdot 10^{18}$ нейтр./см^2). Коэффициент радиационного охрупчивания (A_F) для металла сварного шва № 4 выбран с учетом результатов исследований по определению химического состава металла сварного шва после 15-летнего периода эксплуатации. Во время ППР 89, после отжига корпуса реактора II блока КолАЭС со сварного шва № 4 корпуса реактора была взята стружка. В ЦНИИ «Прометей» был определен химический состав и на основании содержания фосфора и меди в металле шва № 4 определен A_F, равный 38,5 °С (нейтр./см^2)$^{1/3}$, который и был использован для расчетов.

Распределение значений критической температуры хрупкости металла сварного шва № 4 КР по толщине стенки сварного шва представлено в табл. 44. При этом учитывали фактическое распределение интегрального флюенса на конец 30-летнего срока эксплуатации.

Значения $T_к$ в табл. 44 определяли по формуле

$$T_к = t_{к,89} + A_F(F \cdot 10^{-18})^{1/3}$$

Как уже отмечалось, наиболее опасными режимами с точки зрения сопротивления хрупкому разрушению корпуса реактора в реакторных установках типа ВВЭР являются режимы, связанные с заливом активной зоны холодной водой. Для цилиндрической части корпуса реактора в качестве наиболее неблагоприятного режима рассматривали режим непосадки предохранительного клапана компенсатора объема. В этом случае «холодная» вода с температу-

рой 55 °С, попадая в корпус реактора через патрубок Ду 500 холодной нитки ГЦТ, стекает по цилиндрической части в виде «холодного языка». Дополнительный анализ режимов и условий эксплуатации показал, что образование «холодного языка» реализоваться в полной мере не должно, так как во время ППР 89 была проведена перееврезка трубопроводов аварийного расхолаживания активной зоны реактора из холодной в горячую нитку ГЦТ. В то же время были рассмотрены режимы, связанные с компенсируемой течью первого контура и разрывом коллектора парогенератора. Таким образом, в связи с уточнением исходных данных для сварного шва № 4 наряду с режимом большой течи первого контура с мгновенным заливом корпуса «холодной водой» рассмотрены режимы компенсируемой течи первого контура и режим разрыва коллектора парогенератора. Расчетные моменты времени выбраны для указанных режимов с учетом схватывания всего интервала существования неоднородного распределения температуры. Распределения напряжений и температур по толщине стенки корпуса реактора в области сварного шва № 4 в расчетные моменты времени получены обобщением результатов поверочных расчетов прочности КР, выполненным главным конструктором. Было получено, что наиболее неблагоприятный момент в режиме «большая течь первого контура с мгновенным заливом корпуса «холодной» водой для сварного шва № 4 реализуется в момент $\tau = 0{,}2$ ч.

Для условий «компенсируемая течь первого контура» наиболее опасным для сварного шва № 4 является момент, $\tau = 0{,}5$ ч.

Для зоны патрубков Ду 500 расчетный режим протекает следующим образом: в нулевой момент времени патрубок, разогретый до температуры 300 °С заливается холодной водой с температурой 55 °С полным сечением, при этом на протяжении всего времени протекания режима в корпусе сохраняется давление 13,1 МПа. В качестве расчетных выбраны следующие моменты времени $\tau_1 = 0{,}6$ ч, $\tau_2 = 0{,}9$ ч, $\tau_3 = \infty$ (температура патрубка равна 55 °С).

При анализе параметров других эксплуатационных режимов, включая режимы компенсируемых течей, было получено, что указанный выше режим наиболее консервативно описывает термонапряженные состояния области сварных швов № 6, 7.

Все дефекты были схематизированы подповерхностными эл-

липтическими трещиновидными дефектами. Геометрические характеристики схематизированных дефектов сведены в табл. 39. В табл. 39 значение «*y*» отсчитывается от центра сварного шва и положительные значения совпадают с направлением от сварного шва к днищу корпуса реактора. Значения «*z*» отсчитываются от внутренней поверхности КР и положительное направление «*z*» совпадает с движением от внутренней поверхности к наружной.

В цилиндрической части корпуса реактора наиболее опасно расположение дефектов вблизи внутренней поверхности, где имеет место радиационное охрупчивание материала в наибольшей степени, а аварийные режимы охлаждения приводят к существованию высоких растягивающих напряжений. На минимальной глубине расположен дефект № 3 в сварном шве № 4. Положительные результаты расчета безопасности такого дефекта позволяют не рассматривать дефекты № 1, 2 и 4 в сварных швах № 2, 3, 4, размеры которых сопоставимы с выбранным, но они расположены в более благоприятных по отношению к радиационному охрупчиванию местах.

Что касается зоны патрубков, где влияние радиационного охрупчивания не принимается во внимание, где нет такой явной зависимости от глубины залегания дефекта, следует рассмотреть дефекты № 5, 8 и 9, размеры которых существенно превышают остальные.

Изображенные на рис. 38 наиболее опасные по геометрическим размерам выявленные дефекты, схематизированы как подповерхностные эллиптические трещиновидные дефекты. Дефекты № 3, 5 расположены непосредственно в металле сварных швов № 4 и 6 соответственно, а дефекты № 8 и 9 расположены в основном металле обечайки зоны патрубков Ду 500 корпуса реактора. При схематизации дефекта № 3 в сварном шве № 4 было принято заведомо консервативное предположение о том, что на расстоянии 6 мм находится не ближайшая точка подповерхностного дефекта, как это было принято для других дефектов, а наиболее удаленная, что идет в запас прочности.

При оценке кинетики зафиксированных наиболее опасных дефектов было учтено, что после ППР 89 до окончания проектного срока эксплуатации осталось 15 лет. Сравнительный анализ

спектра эксплуатационного нагружения II блока КолАЭС с принятыми в настоящем отчете параметрами показал, что нагружение корпуса реактора за оставшиеся 15 лет эксплуатации половиной числа циклов проектного эксплуатационного термосилового воздействия со значительным запасом по числу циклов описывает дальнейший период эксплуатации.

В табл. 45 и 46 даны наименования режимов, параметры и число циклов нагружения за оставшийся проектный 15-летний период эксплуатации для цилиндрической части и зоны патрубков Ду 500 корпуса реактора II блока КолАЭС, соответственно.

При расчетах кинетики трещиновидных дефектов в сварных швах учитывалось влияние остаточных напряжений увеличением действующих в расчетных сечениях напряжений на 220 МПа.

Оценка кинетики дефектов показала, что за предстоящий срок эксплуатации 15 лет дефект № 3 подрастет на 0,02 мм (от 1,9 до 1,92 мм), дефект № 5 — на 0,42 мм (от 5,65 до 6,07 мм), дефект № 8 — на 0,1 мм (от 7,1 до 7,2 мм) и дефект № 9 — на 0,12 мм (от 6,3 до 6,42 мм). Таким образом, подрастание дефектов за 15 следующих лет эксплуатации весьма незначительно. В частности, для дефектов с отношением полуосей $a/c = 0{,}5$ это подрастание не превышает 0,1 мм.

Отсюда следует, что дефекты № 1 и 2 в сварных швах № 2 и № 3 с соотношением полуосей $a/c = 0{,}5$ мм также не могут увеличиться более чем на 1 мм.

В табл. 47 приведены результаты расчетов для наиболее опасных зафиксированных и схематизированных дефектов II блока КолАЭС.

Как следует из табл. 47, во всех случаях конечные размеры дефектов, определенные с учетом их подрастания на конец 30-летнего срока эксплуатации КолАЭС (колонка 7 табл. 47), меньше допустимых значений, указанных в колонке 8.

Таким образом, геометрические размеры всех обнаруженных в период ППР 89 дефектов в элементах корпуса II блока КолАЭС не превышают допускаемых значений, что подтверждает анализ прочности и ресурсоспособности КР в течение оставшегося 15-летнего срока эксплуатации, при соблюдении проектных показателей эксплуатации АЭС.

Таблица 45. **Режимы для расчета подрастания дефекта в цилиндрической части корпуса реактора**

Номер расчетного режима	Наименование расчетного режима	Номер расчетного состояния	Момент времени, ч	Давление, МПа	Число нагружений
1	Начальное состояние	1	—	—	—
2	Номинальный	2	—	12,3	—
3	Гидроиспытание	3		19,1	45
4	Плановый пуск из «холодного» состояния	5	18	12,3	150
5	Плановый останов из «полугорячего» состояния	6	3,5	12,3	350
6	Пуск из «полугорячего» состояния	7	18	12,3	350
7	Быстрый останов до «горячего» состояния (НУЭ)	8	0,05	12,3	550
8	Пуск из «горячего»	9	0,475	12,3	565
9	Плановый останов до «холодного» состояния	14	4,5	6,0	133
10	Полное обесточивание АЭС с последующим запуском ГЦН	16	3,04	12,3	5
11	Быстрый останов до «горячего» состояния (ННУЭ)	17	0,05	12,3	10
12	Непосадка ПК ПГ	19	0,5	13,5	3
13	Большая печь первого контура с мгновенным заливом корпуса «холодной» водой	22	0,05	7,0	2
14	Большая печь первого контура с постепенным заливом корпуса реактора «холодной» водой	23 29	0,068 0,1	7,8 5,7	3
15	Компенсируемая течь первого контура	24 30 31 32	0,07 0,3 0,5 1,0	12,3 12,3 12,3 10,4	9

Таблица 46. **Режимы состояния для расчета подрастания дефектов в зоне патрубков**

Номер расчетного режима	Наименование расчетного режима	Номер расчетного состояния	Момент времени, ч	Давление, МПа	Число нагружений
1	Начальное состояние	1	—	—	—
2	Гидроиспытание	2	—	19,1	45
3	Номинальный	3	—	12,3	неограничено
4	Плановый пуск из «холодного состояния»	4	20,0	12,3	150
5	Плановый останов до «полугорячего» состояния	5	0,07	12,3	350
6	Пуск из «полугорячего» состояния	6	18,0	12,3	350
7	Быстрый останов до «горячего» состояния	7	0,1	12,3	560
8	Пуск из «горячего» состояния	8	0,475	12,3	565
9	Регулировочное уменьшение мощности	9	0,3	12,3	4000
10	Регулировочное увеличение мощности	10	0,38	12,3	4000
11	Отключение или подключение петли	11 12	0,05 (пов. темп.) 0,07 (сниж. темп.)	12,3 12,3	111 111
12	Плановый останов до «холодного» состояния	13	1,0	12,3	133
13	Полное обесточивание АЭС с последующим запуском ГЦН	14 15	0,07 (обест.) 0,07 (зап. ГЦН)	14,3 12,3	5
16	Компенсируемая течь первого контура (для нижнего патрубка)	21 22	0,05 0,08	12,3 12,3	9
17	Непосадка предохранительного клапана парогенератора	23	0,5	13,5	5
19	Большая течь первого контура с постепенным заливом корпуса «холодной» водой	26 27	0,05 0,08	9,5 7,6	5 5

Таблица 47. **Сравнение схематизированных размеров дефектов с допускаемыми в различных элементах корпуса реактора II блока КолАЭС**

Место расположения дефекта	Схематизация дефектов в момент фиксации, в период ППР 89			Геометрические характеристики дефектов после 15-летнего периода последующей эксплуатации			Допускаемый размер дефекта к концу 15-летнего периода эксплуатации
	x_B, мм	a/c	a, мм	x_B, мм	a/c	a, мм	$[a]$, мм
Сварной шов № 4	2,2	0,5	1,9	2,18	0,503	1,92	2,4
Сварной шов № 6	4,7	0,12	5,65	4,23	0,128	6,07	8
Основной металл в зоне сварного шва № 7	15,8 12,8	0,5 0,24	7,1 6,3	15,7 12,3	0,504 0,244	7,2 6,42	41,7 30,4

В заключение разд. 5.3 следует отметить, что описанные выше подходы были применены к значительному числу элементов конструкций АЭС, находящихся в эксплуатации. На основании обобщения полученного опыта была выпущена нормативная методика [77], разработанная совместно с НИКИЭТ, ЦНИИТМАШ и ИМАШ. Методика была освоена в конструкторских и других организациях, и с ее использованием были решены также конкретные задачи на АЭС. Таким образом, к настоящему времени на АЭС находится значительное число дефектов, пропущенных в эксплуатацию на основе уточненных оценок прочности и остаточного ресурса.

Очевидно, что для обеспечения прочности и безопасности элементов конструкций, содержащих указанные дефекты, необходим их строгий учет и сопровождение эксплуатации из единого методического и информационного отраслевого центра (подробней см. разд. 6.6).

5.4. Оценка остаточного ресурса с учетом старения металла во время эксплуатации АЭС

*5.4.1. Корпуса реакторов ВВЭР-1000 на КалАЭС и БалАЭС**

Описанная ниже оценка остаточного ресурса корпусов реакторов типа ВВЭР-1000 проведена с повышенной точностью благодаря тому, что впервые в отечественной практике в качестве образцов-свидетелей применили образцы типа СТ(СТ-0,5 и СТ-1).

Образцы типа СТ позволяют определять непосредственно расчетную характеристику вязкости разрушения K_{1c} в зависимости от флюенса и температуры испытания. При этом автоматически учитывается сдвиг температуры вязко-хрупкого перехода.

В этом заключаются особенность и преимущества образцов типа СТ перед образцами для испытаний на ударную вязкость (типа Шарпи или другого типа), которые не позволяют непосредственно оценить расчетные характеристики вязкости разрушения и дают лишь величину сдвига температуры вязко-хрупкого перехода в зависимости от флюенса.

Приведенные результаты имеют особую ценность не только с методической точки зрения, но также в связи с тем, что штатная программа образцов-свидетелей для корпусов реакторов не позволила получить необходимые результаты для оценки остаточного ресурса в связи с установкой штатных образцов-свидетелей в поле высокого градиента потока нейтронов с энергией >0,5 МэВ.

В отличие от штатных образцов-свидетелей исследовательские образцы-свидетели ВНИИАЭС** были установлены в зоне равномерного распределения потока нейтронов (рис.158). В этой области плотность потока нейтронов с энергией >0,5 МэВ составила $9{,}0 \cdot 10^{12}$ нейтр./(см$^2 \cdot$ с). При этом в центре активной зоны плотность потока нейтронов составила $10{,}8 \cdot 10^{12}$ нейтр./(см$^2 \cdot$ с).

Гирлянды, содержащие контейнеры с образцами-свидетелями

---

* В работе принимали участие: В.Б. Кириллов, А.С. Иткин, В.Н. Хорошев и др. (ВНИИАЭС); А.И. Краснов, Л.А. Юдин и др. (Ижорский завод). Испытания образцов проведены в горячей лаборатории ИАЭ им. И.В. Курчатова (нач. А.Д. Амаев).

** Инициатором и активным исполнителем исследовательской программы был А.С. Иткин.

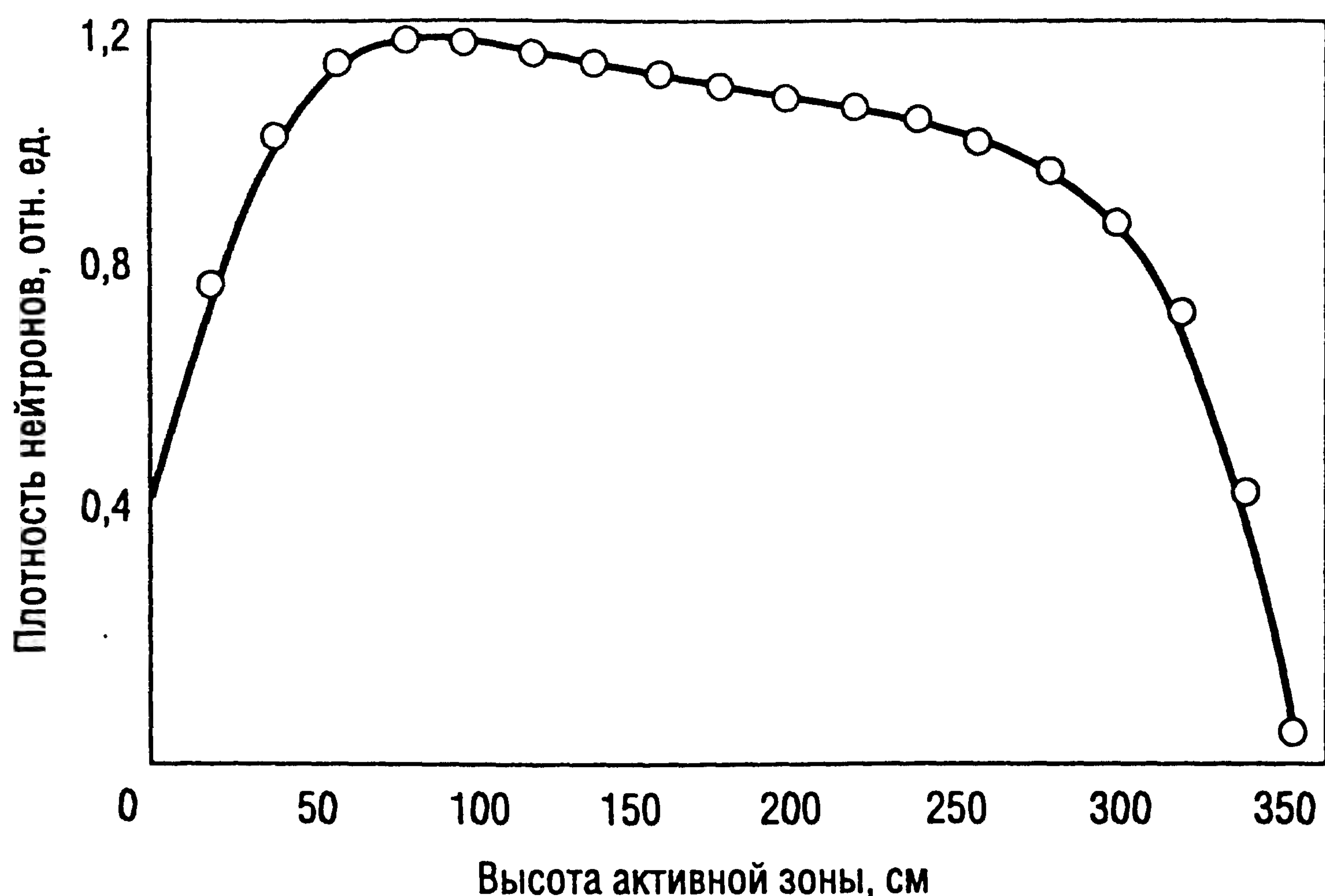


Рис. 158. Относительное распределение плотности нейтронов по высоте АЗ

помещали в каналы выгородки I блока КалАЭС в ППР 90. Схема размещения образцов-свидетелей в КР показана на рис. 159.

Образцы-свидетели типа СТ-0,5 имели толщину 13 мм, а типа СТ-1 — 25 мм. Образцы имели острые кромки по линии нагружения, за которые можно было закрепить датчики смещения берегов трещины. Трещины выращивали методом циклического нагружения (трещины усталости) до постановки образцов на облучение в КР.

Исследовательская программа предусматривала установку также образцов типа Шарпи, однако результаты, полученные с их использованием, так же как и другие результаты этой программы, не имеющие прямого отношения к остаточному ресурсу КР, здесь не рассмотрены.

В работе исследовали материал опорной обечайки КР III энергоблока КалАЭС (соответствующие результаты приведены на рис. 160) сварного шва активной зоны КР КалАЭС (рис. 161) нижней обечайки и сварного шва активной зоны II блока КалАЭС (рис. 162), сварного шва активной зоны II блока БалАЭС (рис. 163). нижней обечайки II блока БалАЭС (рис. 164) и опорной обечайки II блока БалАЭС (рис. 165).

Испытания образцов до облучения и после облучения прово-

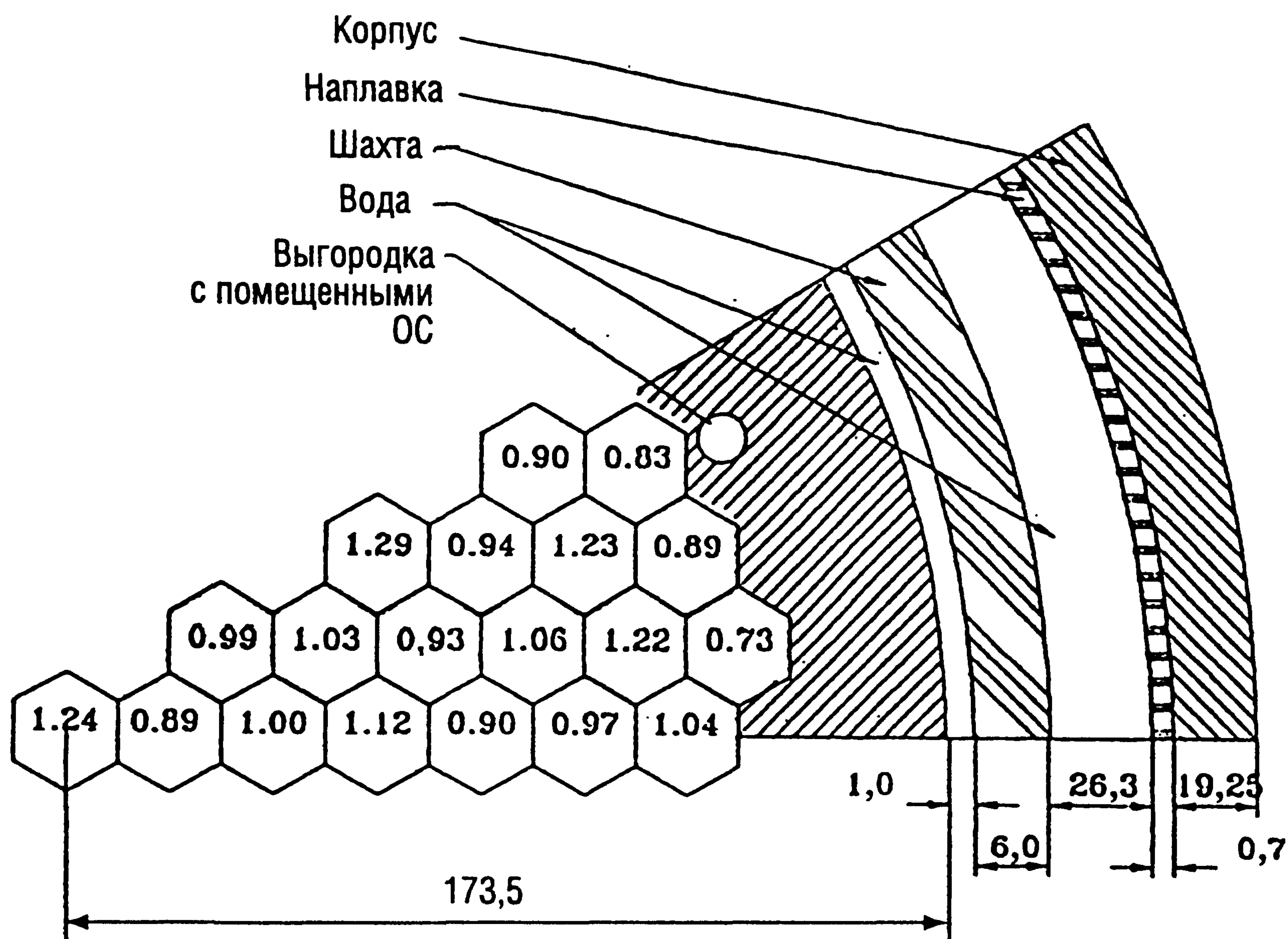


Рис. 159. Место установки образцов-свидетелей

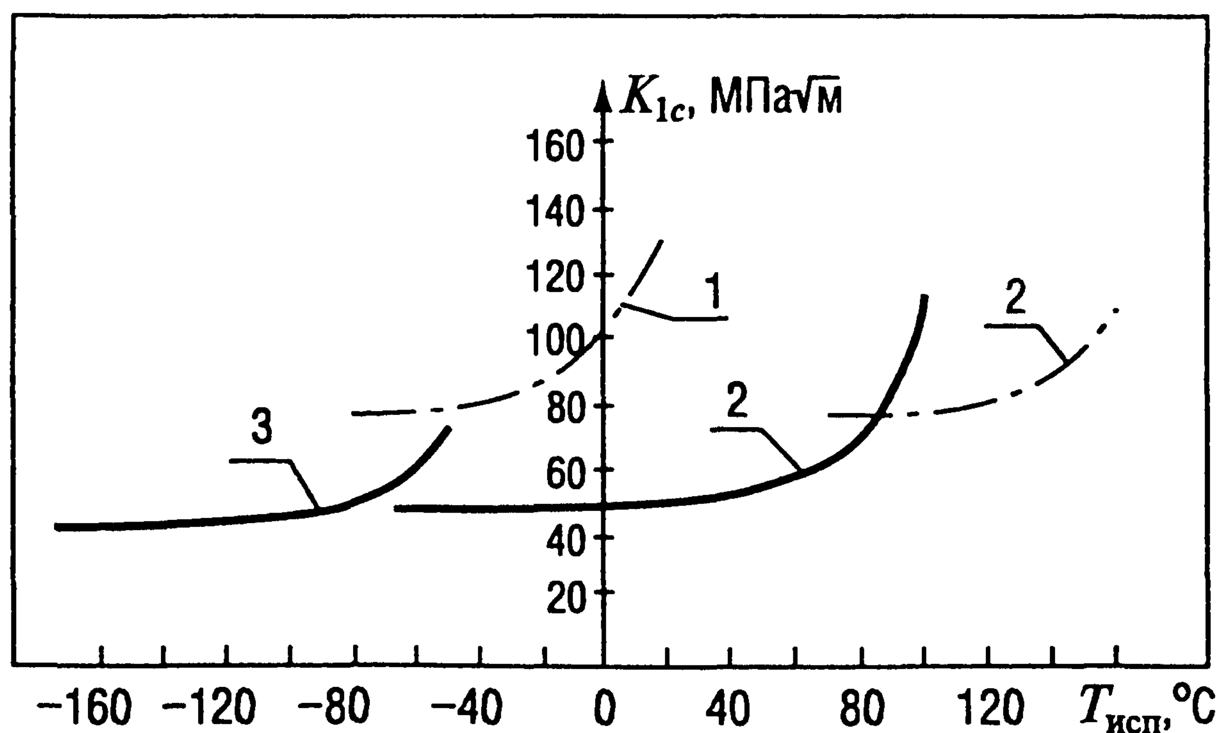


Рис. 160. КалАЭС, III блок, опорная обечайка:
1 — в исходном состоянии; *2* — после облучения; *3* — после отжига

дили с целью определения K_{1c}, а также J-интеграла с последующим пересчетом на K_{1c}. При этом учитывали рекомендации ГОСТ 25.506-86.

Испытания проводили в защитной термокриокамере, расположенной на машине «Инстрон-1195», при скорости нагружения

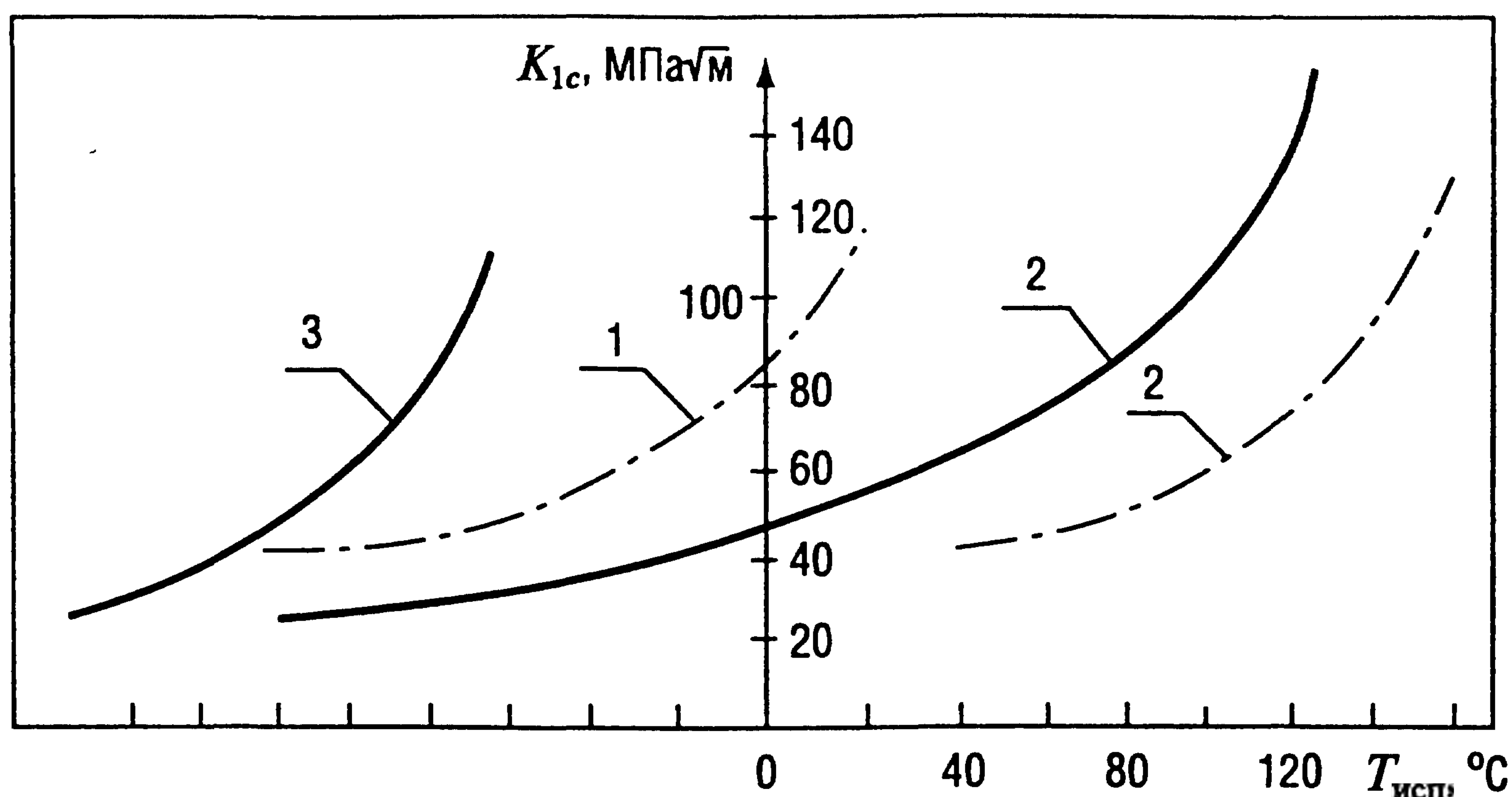


Рис. 161. КалАЭС, III блок, сварной шов:
1 — в исходном состоянии; *2* — после облучения; *3* — после отжига

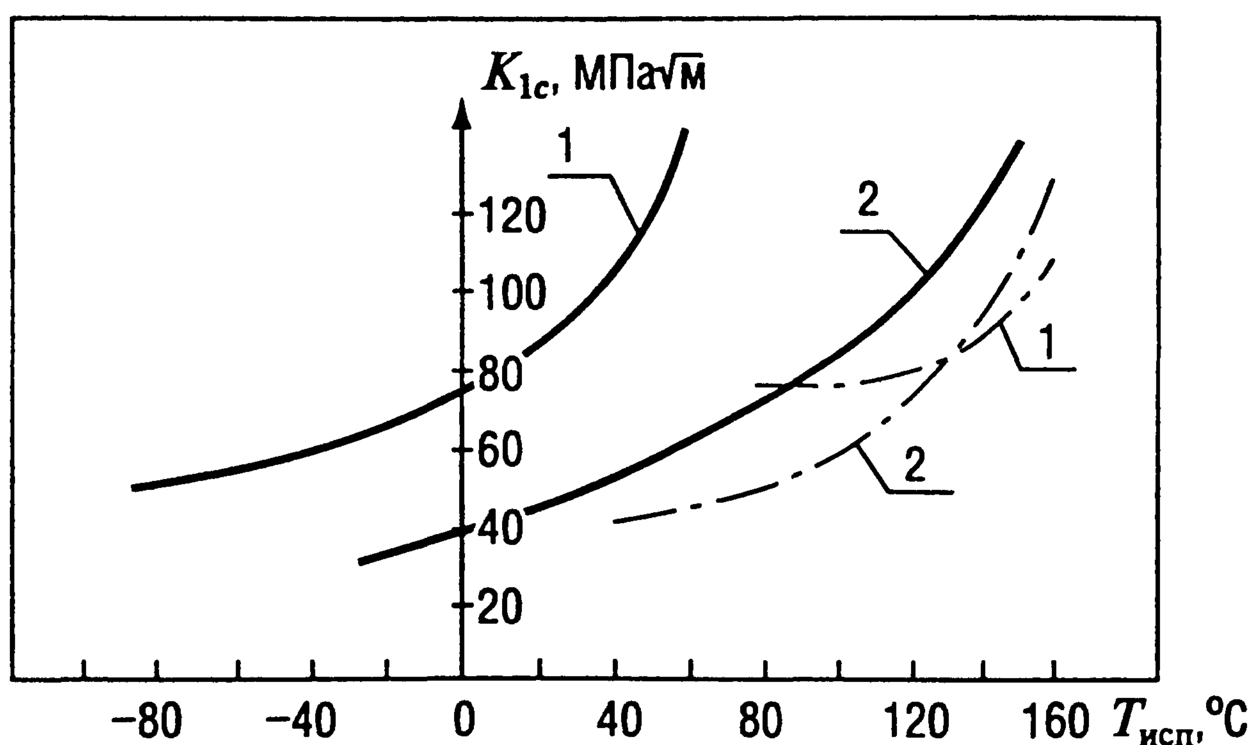


Рис. 162. КалАЭС, II блок:
1 — нижняя обечайка после облучения; *2* — сварной шов после облучения

1 мм/мин. Защитная термокриокамера толщиной 80 мм обеспечивала ослабление излучения примерно в 180 раз и поддержание температуры ±2 °С в диапазоне —160 °С + 250 °С.

При −160 °С — +20 °С поддержание температуры обеспечивалось подачей жидкого азота, в корытца, припаянные к массивным захватам.

Испытания при температурах выше комнатной осуществляли также с помощью массивных захватов, имеющих индивидуальные нагреватели максимальной мощностью каждый 200 Вт. Кон-

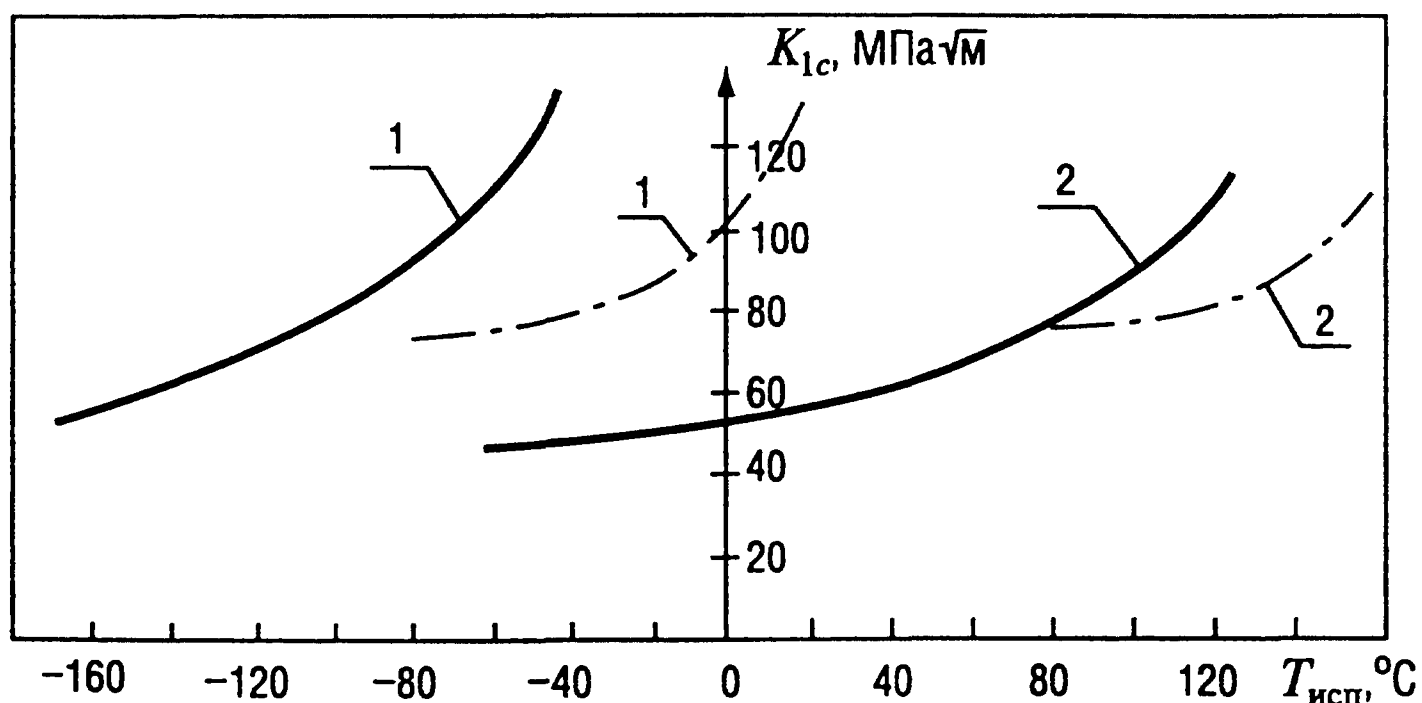


Рис. 164. БалАЭС, II блок, нижняя обечайка:
1 — в исходной состоянии; *2* — после облучения

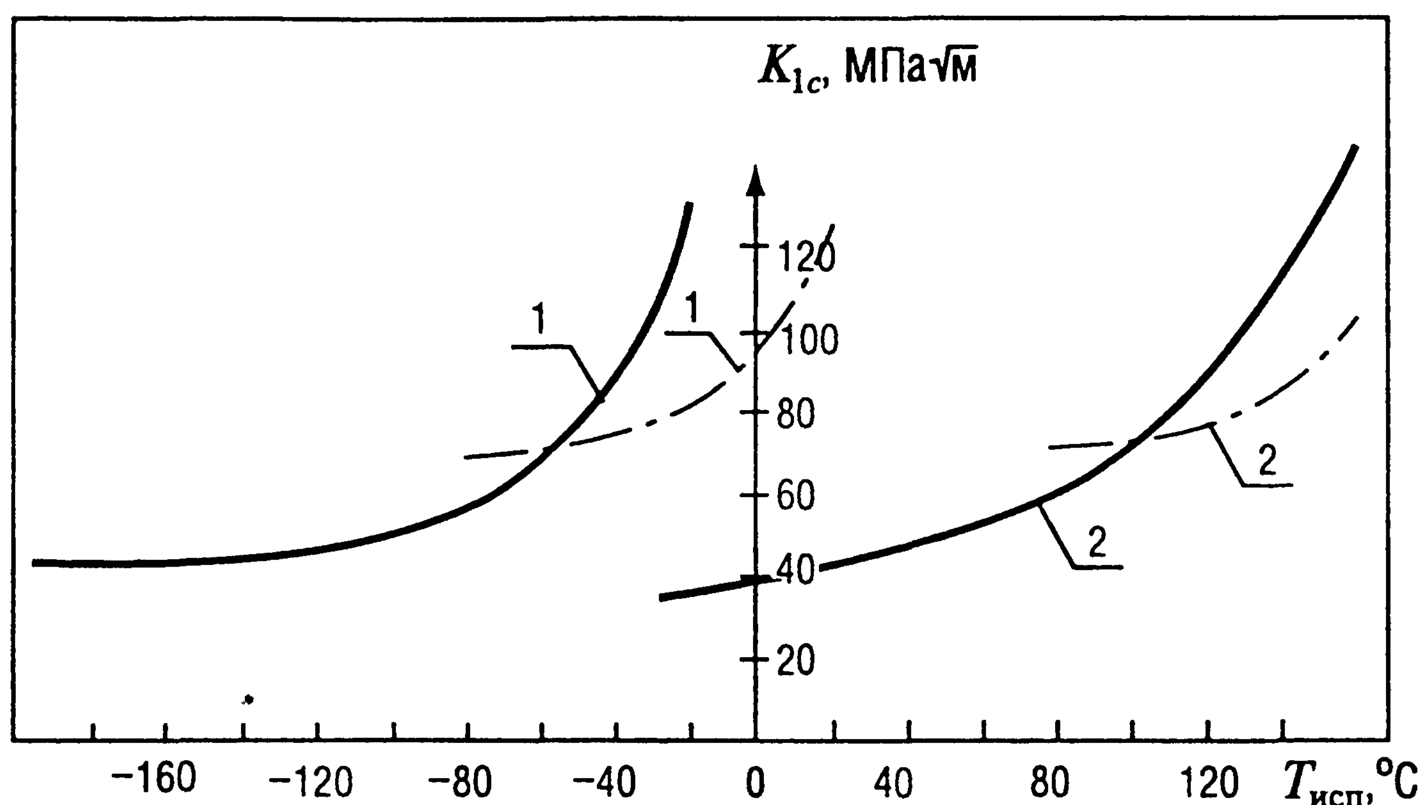


Рис. 165. БалАЭС, II блок, опорная обечайка:
1 — в исходной состоянии; *2* — после облучения

троль за температурой осуществлялся с помощью 2-х термопар, закрепленных стационарно в захватах вблизи образца, а также двух термопар, укрепленных на образце с помощью магнитов.

На двухкоординатном самописце регистрировалась диаграмма деформация — нагрузка.

Все испытанные образцы одной партии имели одинаковый флюенс. Это обеспечивалось специальным устройством, в котором размещались образцы, предназначенные для облучения флюенсом нейтронов. Оно позволяло ориентировать образцы таким образом, чтобы обеспечить равномерный поток нейтронов на все облучаемые образцы, находящиеся на одном ярусе.

Экспериментальные кривые на рис. 160—165 построены как нижние огибающие экспериментальных точек (сплошные линии). Пунктирными линиями построены расчетные нормативные кривые в соответствии с Нормами АЭС [4].

Исходное состояние (до облучения) характеризуется кривыми *1*, после облучения — кривыми *2*. Для опорной обечайки и сварного шва III блока КалАЭС приведены кривые *3*, полученные в результате испытания образцов, отожженных после облучения с целью оценки влияния термообработки на восстановление свойств стали.

Анализ нормативных расчетных кривых и экспериментальных, полученных на образцах-свидетелях, указывают на следующие особенности:

все экспериментальные кривые, как в исходном состоянии, так и после облучения лежат левее соответствующих нормативных кривых, что указывает на существование запасов по температуре для указанных состояний стали;

сдвиг вправо в результате облучения для экспериментальных кривых больше, чем для расчетных, что свидетельствует о превышении реальных коэффициентов радиационного охрупчивания нормативных значений;

имеется тенденция к более низким пороговым значениям критических значений K_{1c} по сравнению с нормативными, что требует специального дополнительного анализа как нормативных кривых ($K_{1c} - T$), так и полученных экспериментальных результатов.

Количественный анализ экспериментальных кривых (рис. 160—165) для оценки остаточного ресурса элементов КР с учетом старения стали под действием радиационного облучения, выполненный совместно со специалистами ОКБ ИЗ с использованием рекомендаций «Норм прочности» показал, что допустимые сроки эксплуатации составляют для:

опорной обечайки КР II блока БалАЭС — 77 лет;

нижней обечайки КР II блока БалАЭС — 95 лет;

сварного шва в районе активной зоны КР II блока БалАЭС — 58 лет;

опорной обечайки КР III блока КалАЭС — 100 лет;

сварного шва в районе нижней обечайки КР III блока КалАЭС — 100 лет;

нижней обечайки КР II блока КалАЭС —100 лет;

сварного шва II блока КалАЭС — 68 лет.

5.4.2. Главные трубопроводы реакторов ВВЭР-440

Главные циркуляционные трубопроводы (ГЦТ) реакторных установок (РУ) ВВЭР-440 имеют диаметры Ду 500 и Ду 200 и изготовлены из стали типа 0Х18Н10Т. Эти трубопроводы не находятся под воздействием облучения нейтронами с энергией >0,5 МэВ, однако в них происходят процессы старения, обусловленные термосиловым эксплуатационным воздействием.

Для количественной оценки изменений, происходящих в металле в процессе старения, а также влияния старения на остаточный ресурс были проведены тщательные экспериментальные исследования образцов основного металла и сварных швов, вы-

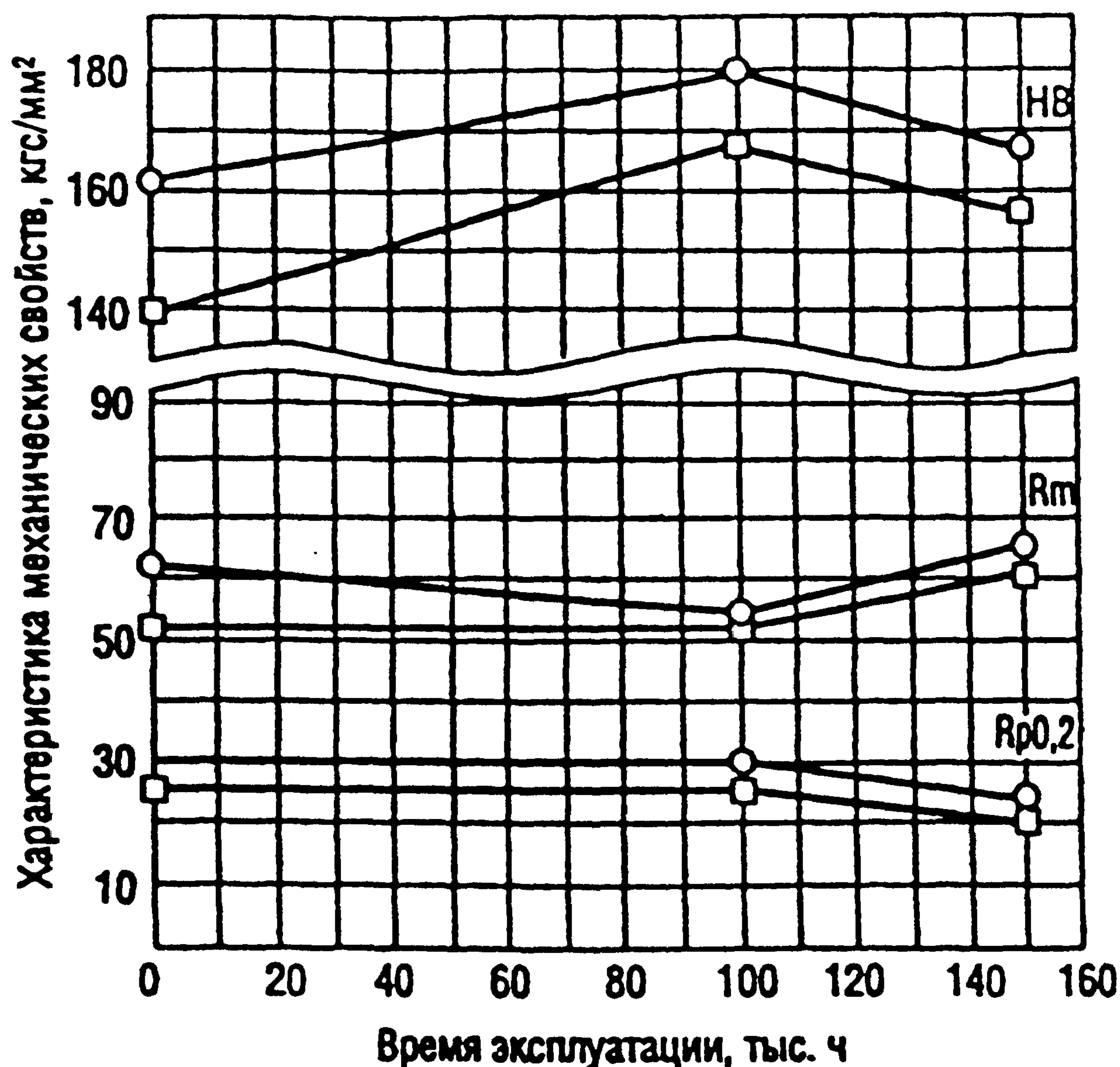


Рис. 166. Изменение механических свойств металла ГЦТ Ду 500 из стали 0Х18Н12Т НВАЭС III блока в процессе эксплуатации:

❑ — основной металл; O — металл сварного шва

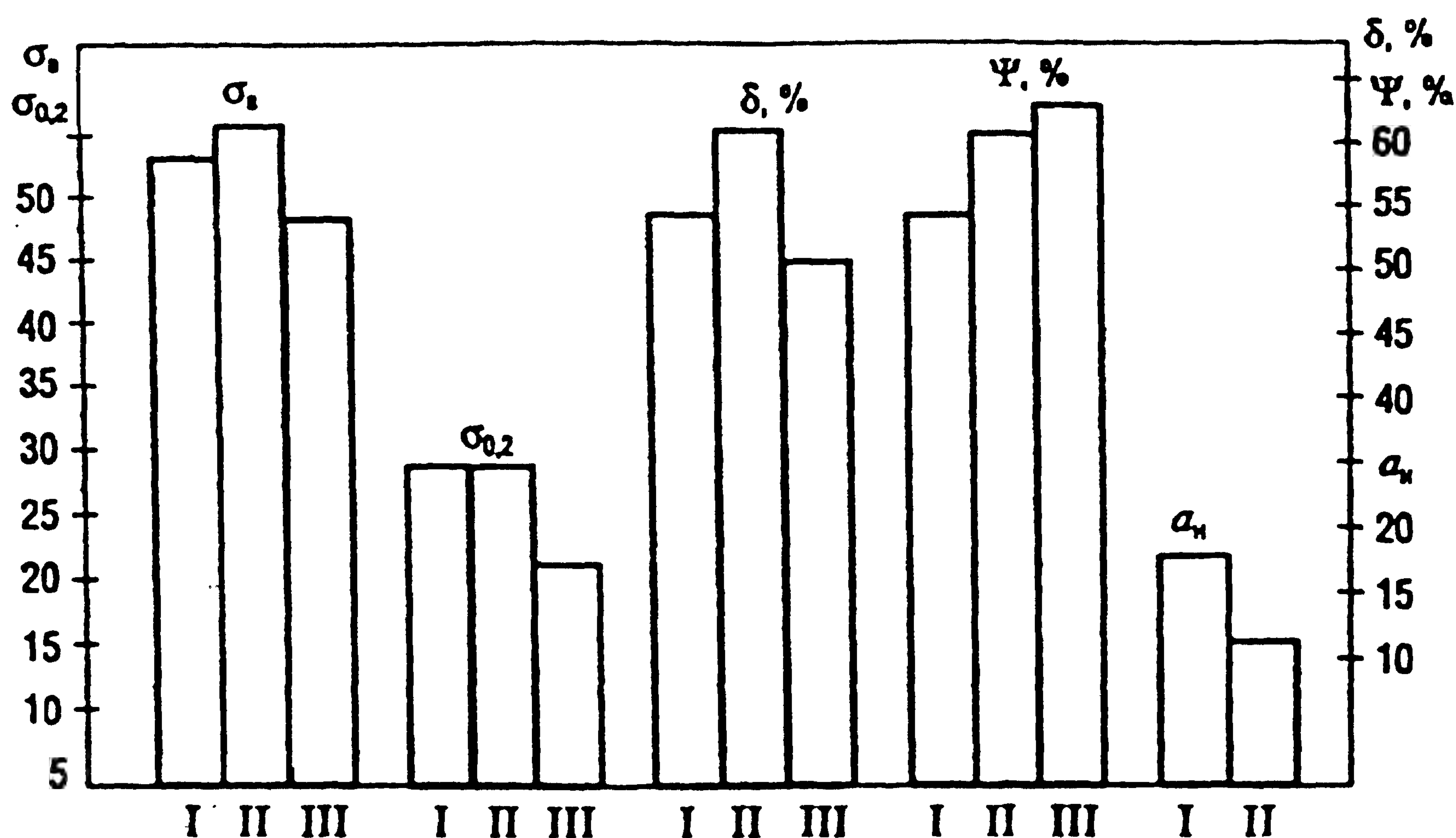


Рис. 167. Изменение свойств стали 08Х18Н12Т после длительной эксплуатации (100 тыс. ч) и аустеризации:

I — исходное состояние; *II* — после эксплуатации 100 тыс. ч; *III* — после аустенизации и отпуска

резанных из реальных трубопроводов НВАЭС и КолАЭС после длительной эксплуатации (100 и 150 тыс. ч) [27]. Вырезку металла производили в соответствии с разработанной Инструкцией ВНИИАЭС [96].

На рис. 166 показано изменение механических свойств стали после 100 и 150 тыс. ч эксплуатации, а на рис. 167 — после 100 тыс. ч. Из приведенных данных следует, что имеется некоторая тенденция к повышению предела прочности, однако в целом зафиксированные изменения механических свойств являются незначительными.

Влияние старения на характеристики статической трещиностойкости оценивали по результатам определения критических значений раскрытия трещины δ_c и *J*-интеграла (табл. 48). Эти исследования также не позволили установить заметного влияния старения на указанные характеристики статической трещиностойкости.

Были проведены также исследования влияния длительной эксплуатации на характеристики циклической трещиностойкости, склонности к коррозионному растрескиванию и тонкой структу-

Таблица 48. **Средние значения характеристик трещиностойкости при комнатной температуре исходного металла и металла трубопровода Ду 500 после 100 тыс. ч эксплуатации (модифицированные образцы)**

Металл	Направление распространения трещины	Характеристики трещиностойкости	
		δ_c, мм	J_c, кН/м
Исходный	Осевое Окружное	0,8 0,9	466 645
После 100 тыс. ч эксплуатации	Осевое Окружное	0,7 0,75	437 462

ры стали. Во всех случаях не было установлено существенного влияния старения на указанные характеристики.

Так как весь комплекс проведенных исследований не позволил выявить существенных эффектов, связанных со старением, а выявленная некоторая тенденция к увеличению предела прочности идет в запас прочности (при статическом нагружении) и ресурсоспособности (при циклическом нагружении), можно утверждать, что процессы старения стали типа 0Х18Н10Т и ее сварных соединений в условиях длительной эксплуатации трубопроводов Ду 500 и Ду 200 ГЦТ РУ ВВЭР не влияет отрицательно на ресурс эксплуатации указанных элементов конструкций.

5.4.3. Элементы конструкции из перлитных сталей Ст20, 22К, 10ГН2МФА

Перлитные стали типа Ст.20, 22К, 10ГН2МФА используют для изготовления главных трубопроводов РУ типа АМБ 100 и АМБ 200 на БелАЭС, РБМК на СмолАЭС, КурАЭС и других, ВВЭР-1000 на НВАЭС, БалАЭС и КалАЭС. Старение указанных сталей длительное время исследовали в отделении прочности, материаловедения и сварки ВНИИАЭС. Исследовали как вырезки металла из элементов трубопроводов, так и непосредственно металл трубопроводов и корпусов оборудования безобразцовыми методами по твердости.

На указанных сталях исследовали механические свойства при растяжении, ударную вязкость, микроструктурные изменения, а

в отдельных случаях характеристики сопротивления усталости. Во всех случаях существенных изменений исследованных свойств в процессе эксплуатации не обнаружено.

В табл. 49 приведены результаты испытаний механических свойств сталей Ст20, 22К. Условия и время эксплуатации элементов конструкций этих сталей указаны в табл. 50. Как видно из табл. 49, уровень свойств исследованных сталей находится в пределах нормативных требований. Некоторое снижение предела прочности и предела текучести стали 22К по сравнению с сертификатными данными связано с обезуглероживанием поверхностного слоя металла, в котором измеряли твердость.

Полученные результаты по исследованию старения сталей типа 0Х18Н10Т, Ст20, 22К, 10ГН2МФА можно было предвидеть.

Действительно, существуют следующие условия для реализации процессов старения:

старение вследствие неравновесности структуры стали;

старение при температурном воздействии;

старение при действии статических механических напряжений;

изменения механических свойств под действием циклически меняющихся напряжений.

Для рассмотренных типов сталей первые три фактора не могут привести к существенным изменениям свойств, так как стали имеют равновесную структуру, уровень статических напряжений низок (вследствие запаса по пределу текучести $n_{0,2}= 1,5$), а эксплуатационные температуры существенно ниже термоактивационной температуры, при которой могут активизироваться процессы ползучести.

Циклические нагрузки, в общем случае, могут привести к снижению предела текучести, (циклически разупрочняющиеся стали) или к повышению предела текучести (циклически упрочняющиеся стали) (см. рис.12, разд. 1.2).

Как правило, к циклически упрочняющимся относятся малопрочные, мягкие стали, а к циклически разупрочняющимся — высокопрочные стали.

Так как рассматриваемые выше стали можно отнести к сталям средней прочности, то для этих сталей не следует ожидать суще-

Таблица 49. **Результаты исследования механических свойств после различных сроков эксплуатации**

Марки стали	Элемент оборудования	Способ определения	Механические свойства				
			σ_B, кг/мм^2	$\sigma_{0,2}$, кг/мм^2	Y, %	δ, %	$a_н$, кгс/см^2
Ст20	Трубопроводы долевое направление	Образцовый x_0	51,19	29,82	64,78	33,73	
		По твердости $x_{нв}$	51,10	28,5	73,45	35,75	
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−0,2	−4,5	13,4	−7,7	
	Трубопроводы поперечное направление	Образцовый x_0	50,5	28,99	63,37	41,5	
		По твердости $x_{нв}$	48,1	27,75	76,27	39,75	
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−4,8	−4,3	20,4	−4,2	
22К	Днище верхнее КО, III бл. НВАЭС	По сертификатным данным x_c	49,0	26,8	—	29	9,4
		Безобразцовый метод $x_{нв}$	42,48	22,6	64	34	7,53
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−13,3	−15,6	—	17,2	−19,8
	Днище нижнее КО, III бл. НВАЭС	По сертификатным данным x_c	49,5	26,6	—	25,8	11,0
		Безобразцовый метод $x_{нв}$	47,16	26,4	59,7	32,4	7,59
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−4,7	0	—	25,6	−31
	Днище верхнее КО, IV бл. НВАЭС	По сертификатным данным x_c	49,8	26,2	—	21,2	10,0
		Безобразцовый метод $x_{нв}$	40,0	21,07	65,7	35,3	7,57
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−19,6	−19,6	—	66	−24,3
	Днище нижнее КО, IV бл. НВАЭС	По сертификатным данным x_c	46,7	29,0	—	27,0	16,1
		Безобразцовый метод $x_{нв}$	47,8	27,0	59,04	32,5	7,53
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	2,3	6,8		20,3	
	Верхнее днище КО, III бл. НВАЭС	По сертификатным данным x_c	51,45	31,35	64,7	30,7	16,1
		Безобразцовый метод $x_{нв}$	46,55	25,3	61,34	32,67	—
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−9,5	−20,2	−5,2	6,4	—
	Нижнее днище КО, III бл. НВАЭС	По сертификатным данным x_c	52,0	32,0	69,5	32,3	19,95
		Безобразцовый метод $x_{нв}$	47,53	26,73	59,4	32,26	—
		$(x_{нв} - x_0)/x_0)100\%$	−8,6	−17,2	−14,5	0,1	—

Таблица 50. **Стали и оборудование, на которых проверяли старение**

АЭС	Оборудование	Марка стали	Технология изготовления	Условия эксплуатации		
				t, °С	Давление, кг/мм^2	Время эксплуатации, тыс. ч
БелАЭС, I блок	Трубопроводы первого контура	Ст. 20	Горячекатанные	330	1,3	100
		08Х18Н10Т	Аустенизация при 1010—1040 °С	330	1,3	100
НВАЭС, IV блок	Компенсатор давления (днища)	22К	Штамповка с последующей нормализацией	325	1,25	50
III блок	То же	22К	То же		325	1,25 40
АрмАЭС, I блок	»	22К	»	325	1,25	30

ственного влияния циклических нагрузок на их механические свойства.

На рис. 168 показаны результаты исследований влияния циклических напряжений на деформационные свойства стали 22К. На кривую статического деформирования, полученную при 350 °С, накладывали величину накопленной деформации после 5 и 10 циклов нагружения при трех уровнях напряжений. Все точки легли на кривую деформирования, что свидетельствует о циклической стабильности стали 22К. Таким образом, как и следовало ожидать, и четвертый фактор не может привести к заметному старению и изменению механических свойств стали.

5.5. Отклонения от номинальных требований по свойствам металла, геометрии конструкции и режимным ресурсным характеристикам

Отклонения от номинальных значений, указанных в ТУ, чертежах, регламенте по эксплуатации и др. НТД, по свойствам металла, геометрии конструкции и режимным ресурсным характеристикам является формальным основанием для принятия решения о прекращении эксплуатации и подтверждения проектного ресурса. Для продолжения эксплуатации в этих случаях необходимо провести новый расчет прочности и ресурсоспособности конструкции с учетом реальных свойств металла, геометрии конструкции и условий эксплуатации и в зависимости от результатов расчета принимать дальнейшие решения.

Если результаты расчета окажутся положительными, то эксплуатацию продолжать можно, если нет, то необходимо более глубокое исследование запасов прочности и ресурсоспособности с использованием описанных выше подходов.

В случае, если и углубленные исследования показывают отрицательные результаты, необходима разработка компенсирующих мероприятий или других мер в соответствии с гл. 4.

Пример решения ресурсной задачи для ГЦТ РУ ВВЭР-440 в случае более низкого значения предела текучести, чем указано в ТУ и «Нормах прочности АЭС», приведен в монографии [27]. Продление эксплуатации КО РУ ВВЭР-440 на НВАЭС, имеюще-

го меньшие значения толщины днищ, по сравнению с указанными в чертеже, описано ниже в разд. 5.7.1.

Снятие ограничений по числу определенных режимов эксплуатации было выполнено техническими решениями на ЗапАЭС (на I блоке в 1993 г. и на II блоке в 1992 г.) на основании анализа условий сопротивления усталости конструкций первого контура, важных для безопасности. Анализ режимов эксплуатации и остаточного ресурса конструкций оборудования и трубопроводов первого контура был также выполнен на Южно-Украинской АЭС (для I блока — по состоянию на 20 июня 1993 г., для II блока — по состоянию на 1 октября 1993 г. и для III блока — по состоянию на 1 декабря 1992 г.), а также для ряда других АЭС.

5.6. Отклонения в режимах и условиях эксплуатации без видимых повреждений металла и конструкции

*5.6.1. Главные циркуляционные трубопроводы (ГЦТ) РУ ВВЭР-1000 I энергоблока Южно-Украинской АЭС [98]**

В период строительства, монтажа основного оборудования и пусконаладочных работ I энергоблока Южно-Украинской АЭС геодезическими измерениями было обнаружено смещение опорной фундаментной плиты, на которой было расположено реакторное отделение. В результате смещения произошло отклонение положения корпуса реактора от вертикальной оси (рис. 169). К этому моменту монтаж циркуляционного контура был окончен и все монтажные стыки, в том числе и стыки приварки ГЦТ к КР, были заварены.

Среди разных вариантов восстановления вертикальности КР был выбран способ выравнивания положения только КР, без разрезки его от ГЦТ и без изменения положения оборудования ГЦК (ПГ, ГЦН и ГЦТ). Однако при этом варианте в ГЦК возникали монтажные остаточные напряжения 1 рода, которые мог-

---

* Работа выполнена на основании решения трех заместителей министра от 06.07.1982 г. по программе, утвержденной зам. министра ЭиЭ СССР Ф.Я. Овчинниковым. Куратором работы от ЮУАЭС был гл. инженер станции А.А. Концевой. Работа выполнена В.Ю. Маточкиным, Б.И. Вороной, Е.К. Киселевой и др. под руководством и при участии автора.

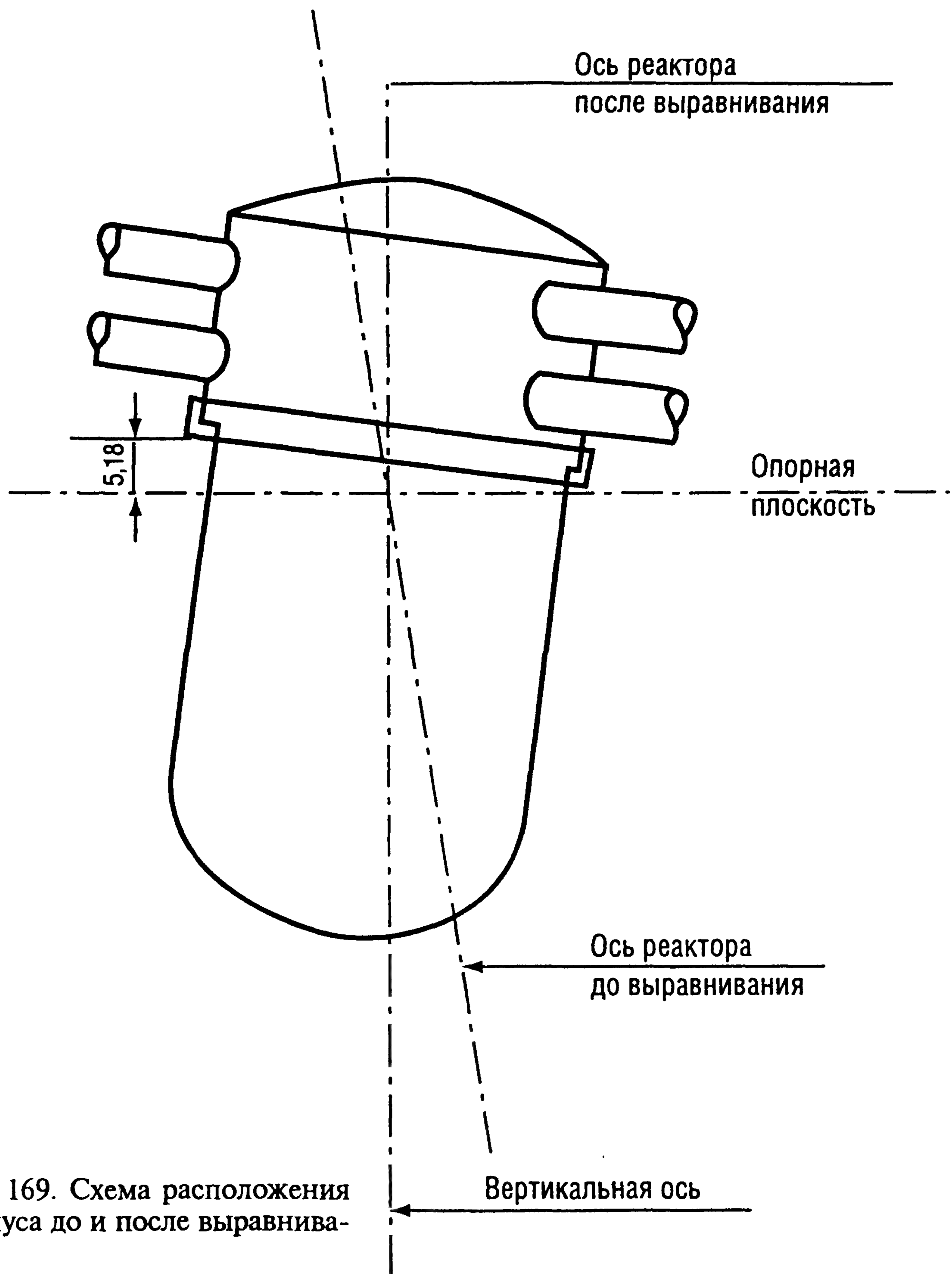


Рис. 169. Схема расположения корпуса до и после выравнивания

ли существенно сократить проектный ресурс эксплуатации ГЦТ.

Выполненные предварительные расчетные оценки показали, что возникавшие в контуре напряжения хотя и влияют на ресурс эксплуатации трубопроводов, но не на столько, чтобы говорить о сокращении проектного ресурса и назначенного срока службы (30 лет). В связи с конструктивной сложностью и разветвленностью ГЦК было решено осуществить прямые измерения монтажных напряжений с последующим учетом их влияния на прочность и ресурс ГЦТ.

Для контроля напряжений, возникавших в процессе выравнивания КР был использован метод натурного тензометрирования (разд. 3.3).

Для измерения деформаций, возникающих в процессе выравнивания КР, применялись приклеиваемые тензорезисторы на бумажной подложке типа 2ПКБ-10-100 и 2ПКБ-20-100. Чувствительный элемент этих тензорезисторов изготовлен из константановой проволоки, база 10 и 20 мм, сопротивление 100 Ом, чувствительность тензорезисторов $K = 2{,}05$. К поверхности трубопроводов тензорезисторы приклеивались клеем холодного отверждения типа циакрин.

Для регистрации величин деформаций использовался цифровой тензометрический мост типа ЦТМ-5 в комплекте со стоточечным переключателем ПД-100М. Цифровой диапазон измерения моста от 0000 до 3999×5 ЕОД. Цена единицы дискретности прибора 5 ЕОД, где ЕОД=1×10^{-6} ($\Delta l/l$). Время одного измерения не более 1,2 с. Число измерительных каналов — 100. Основная погрешность показаний прибора 20 ЕОД.

Коммуникационными проводами от тензорезисторов до клеммных коробок (первичные трассы) служили медные экранированные провода сечением 0,5 мм^2, а от клеммных коробок до аппаратуры — многожильный экранированный кабель типа КУГВЭВ 27×0,5 мм^2. Длина проводов от тензорезисторов до клеммных коробок составляла 8 м, а кабелей — 14 м.

Провода первичных трасс крепились на поверхности трубопроводов перемычками из фольги толщиной 0.15 мм точечной сваркой.

Для соединения коммуникационных проводов с выводами тензорезисторов применялась пайка припоем Пос 40. Соединительные линии от тензорезисторов были разведены на восемь клеммных коробок, размещенных в реакторном зале вблизи корпуса реактора. Крепление проводов и кабеля в клеммных коробках осуществлялось под винт.

Для определения напряжений, возникающих в процессе выравнивания корпуса реактора, тензорезисторы были наклеены на «горячие» трубопроводы диаметром Ду 850 мм каждой из четырех петель и все трубопроводы САОЗ диаметром 351 мм. Всего 8 сечений

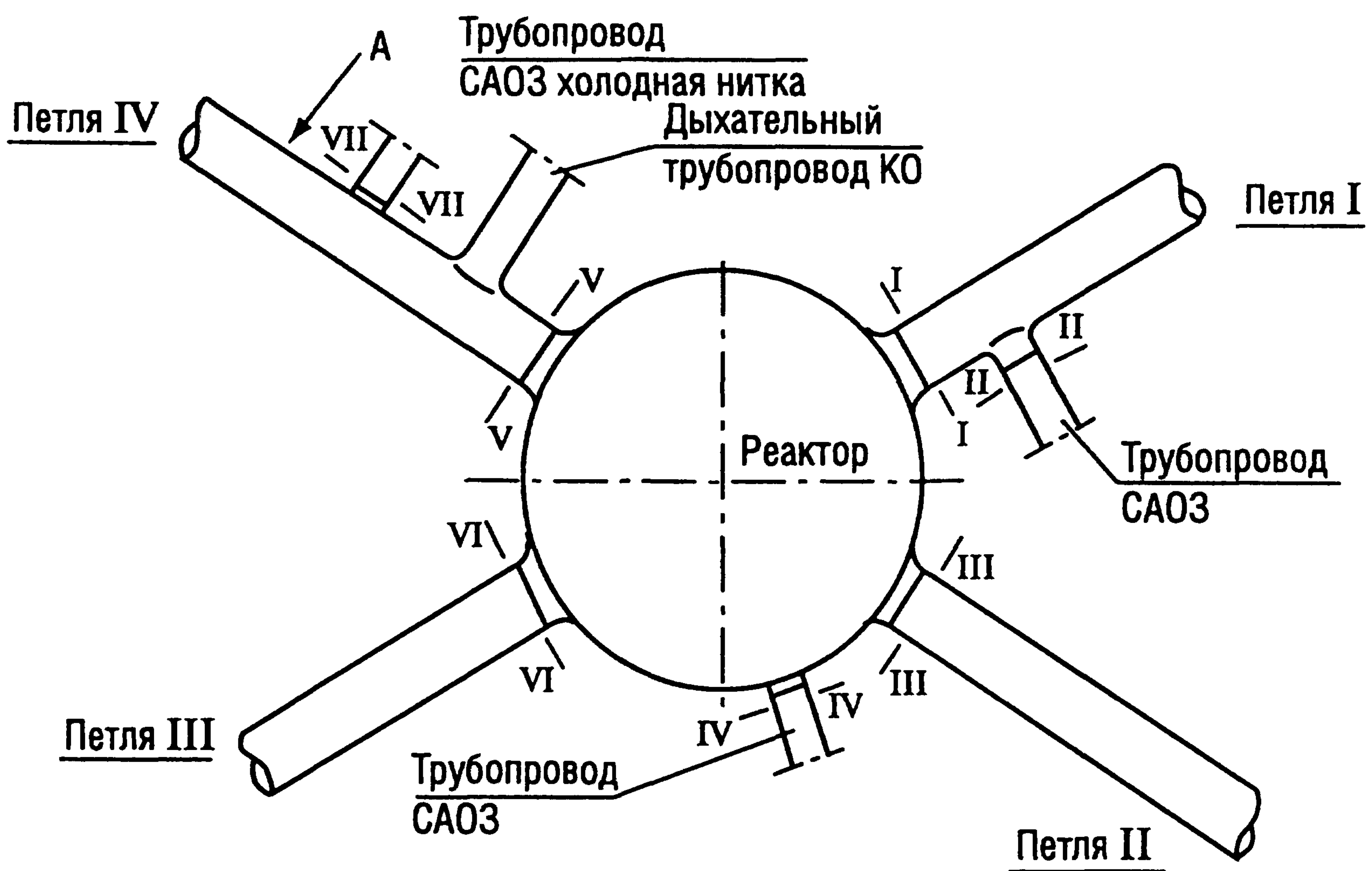


Рис. 170. Схема расположения сечений с тензорезисторами. Вид сверху

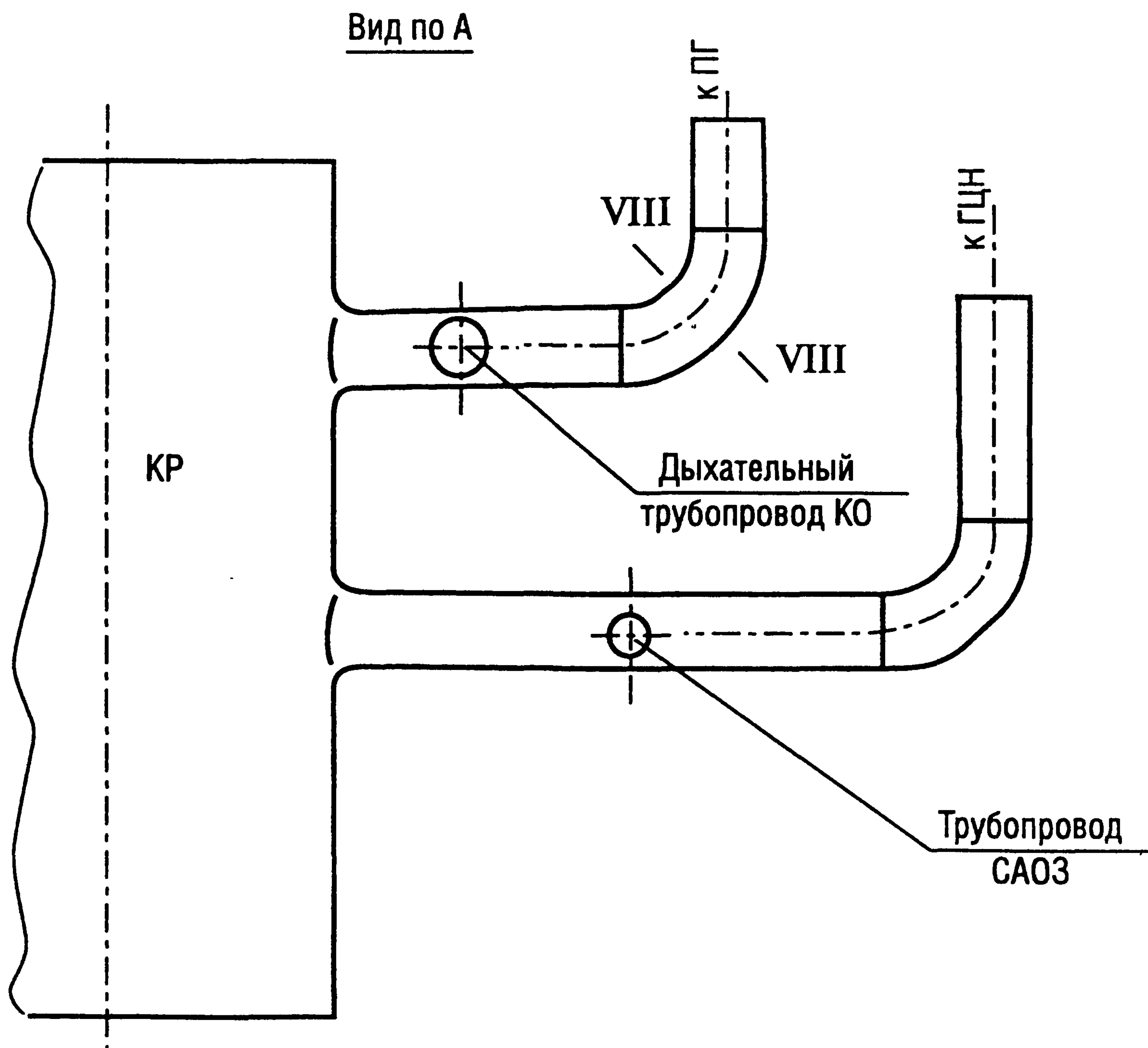


Рис. 171. Схема расположения сечений с тензорезисторами. Вид сбоку

с тензорезисторами (рис. 170 и 171). В каждом сечении, кроме восьмого, тензорезисторы наклеены в горизонтальной и вертикальной плоскостях по диаметрально противоположным образующим на расстоянии 100 мм от шва в местах присоединения трубопроводов к патрубкам реактора и трубопроводов САОЗ к трубопроводам Ду 850.

В сечении № 8 (гиб «горячего» трубопровода четвертой петли) тензорезисторы наклеены в 4-х точках измерения на вогнутой части гиба. Схема расположения тензорезисторов в сечениях показана на рис. 172. Всего установлено 82 рабочих тензорезистора. Для балансировки мостовой схемы ЦТМ-5 в каждом сечении около тензорезисторов крепилась пластина размером 25×15× × 1,5 мм из материала трубопроводов с наклеенным на нее компенсационным тензорезистором.

После проведения монтажных работ по установке тензорезисторов вышло из строя 8 тензорезисторов из-за повреждения трасс.

Измерения в процессе выравнивания корпуса реактора осуществлялись на следующих этапах:

этап 1 — пробный подъем КР на 0,1 мм и возвращение в первоначальное положение;

этап 2 — первоначальное положение корпуса реактора (нулевые отсчеты);

этап 3 — момент страгивания КР, подъем 0,5 мм (усилие 150 т);

этап 4 — подъем корпуса на 2 мм (усилие 600 т);

этап 5 — подъем корпуса на 4 мм (усилие 630 т);

этап 6 — подъем на 7,5 мм (усилие 720 т);

этап 7 — спуск корпуса на 6 мм (усилие 630 т);

этап 8 — установка корпуса на промежуточные прокладки (усилие 0);

этап 9 — то же, что в этапе 8;

этап 10 — окончательная установка корпуса на прокладки.

Схема расположения прокладок и их окончательная толщина после выравнивания корпуса показана на рис. 173.

На каждом этапе выравнивания корпуса производилось трехкратное дублирование результатов измерений для оценки достоверности полученной информации. Алгоритм обработки измерительной информации следующий:

вычисление средних значений по дублированным отчетам на

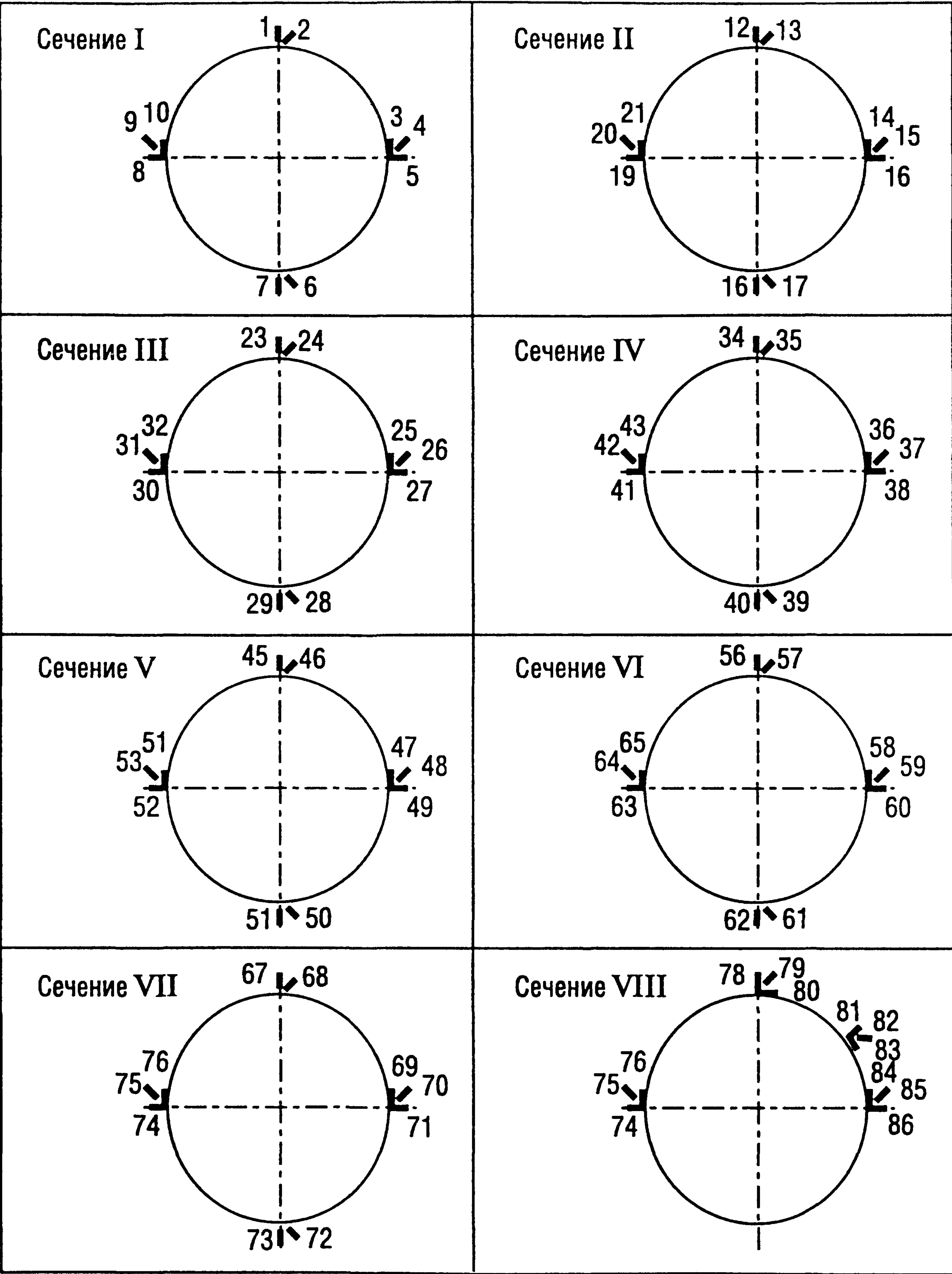


Рис. 172. Схема расположения тензорезисторов по сечениям: – — тензорезисторы; ❑ — компенсационный датчик

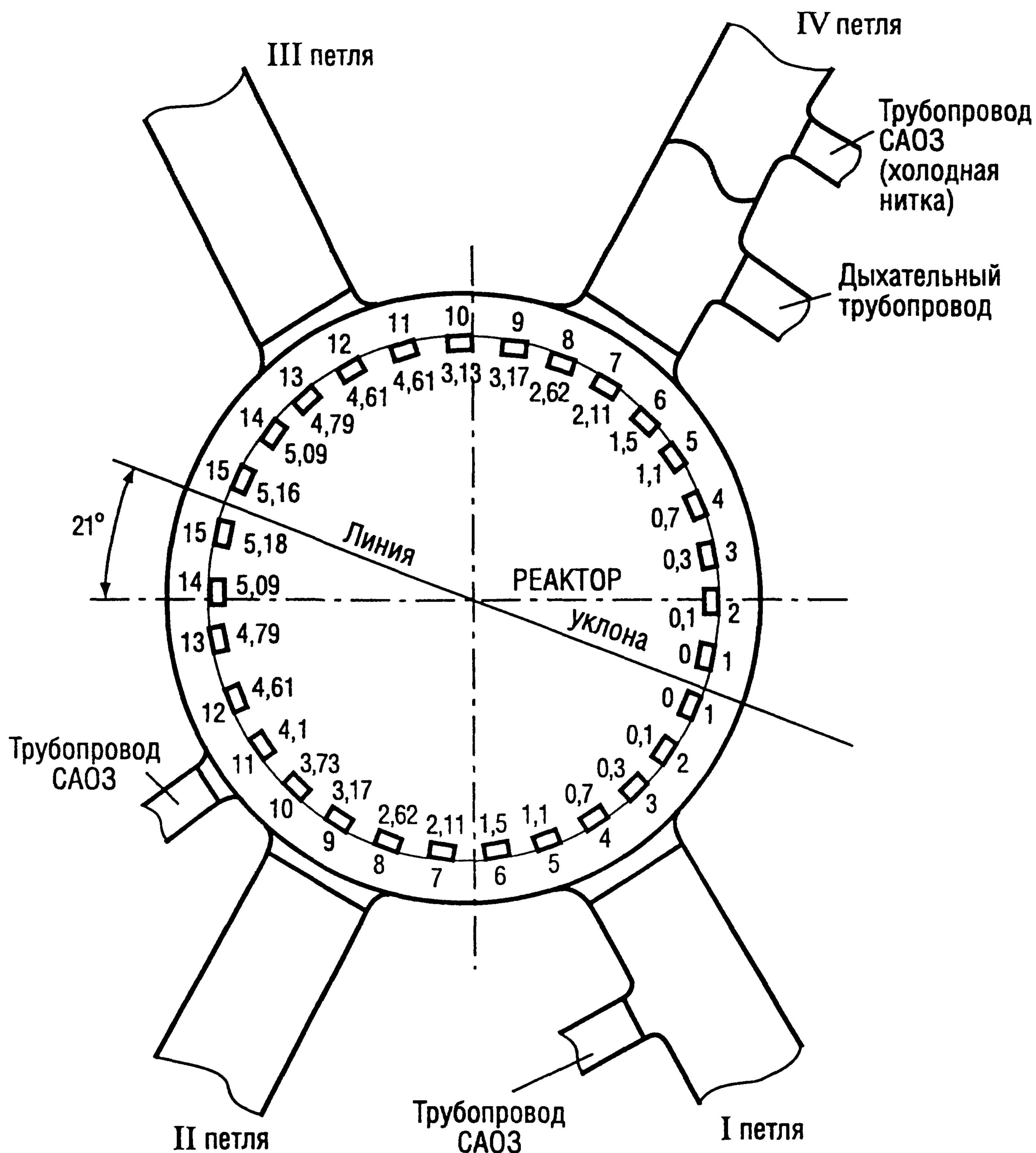


Рис. 173. Схема расположения прокладок после выравнивания корпуса реактора (цифрами указаны номера прокладок и их толщина)

всех этапах измерений для каждого тензорезистора;

определение значений деформации для каждого тензорезистора на всех этапах измерений;

вычисление напряжений по формулам:

$$\sigma_{1,2} = \frac{E}{2}\left[\frac{\varepsilon_0 + \varepsilon_{90}}{1-\mu} \pm \frac{1}{1-\mu}\right]\sqrt{(\varepsilon_0 - \varepsilon_{90})^2 + \left[2\varepsilon_{45} - (\varepsilon_0 + \varepsilon_{90})^2\right]^2};$$

$$\tau_{max,\,min} = \frac{E}{2(1+\mu)}\sqrt{(\varepsilon_0 - \varepsilon_{90})^2 + \left[2\varepsilon_{45} - (\varepsilon_0 + \varepsilon_{90})\right]^2},$$

где $\sigma_{1,2}$ — напряжения в направлении главных осей; $\tau_{max,\ min}$ — напряжение сдвига; ε_0 , ε_{90} — деформация в направлении главных осей; ε_{45} — деформация кручения; μ — коэффициент Пуассона, $\mu = 0{,}3$.

С учетом малого уровня измеренных деформаций, напряжения вычисляли по формулам:

для прямоугольной розетки

$$\left.\begin{aligned}\sigma_m &= \frac{E}{1-\mu^2}\left(\varepsilon_0 + \mu\varepsilon_{90}\right),\\ \sigma_к &= \frac{E}{1-\mu^2}\left(\varepsilon_{90} + \mu\varepsilon_0\right)\end{aligned}\right\},$$

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \text{ — для одиночного тензорезистора,}$$

где ε, ε_0, ε_{90} — измеренная деформация; σ_m — напряжения в меридианальном направлении; $\sigma_к$ — напряжения в кольцевом направлении.

Наибольшие напряжения в процессе выравнивания корпуса возникают в трубопроводе Ду 850 IV петли (сечение V, тензорезистор № 45) и составляют (ε_m= 4,09 кг/мм^2 при подъеме корпуса на h = 7,5 мм, а напряжения от кручения при этом не превышают $\sigma_{кр}$= = 2,04 кг/мм^2 (тензорезистор № 45 в сечении V, IV петля).

В гибе трубопровода Ду 850 IV петли (сечение VIII) наибольшие напряжения при подъеме корпуса не превышали величины (σ_m = = 2,29 кг/мм^2 (меридианальные, тензорезистор № 84), $\sigma_к$ = 2,52 кг/мм^2 (кольцевые, тензорезистор № 86) и $\sigma_{кр}$ = 1,51 кг/мм^2.

После окончательной установки корпуса на прокладки максимальные напряжения равны:

σ_m ± 3,66 кг/мм^2 (тензорезисторы № 45 и 51, сечение V),

$\sigma_{кр}$ = 2,04 кг/мм^2 (тензорезнстор № 85, сечение VIII).

Соответствующие графики изменения меридианальных напряжений и напряжений от кручения в процессе выравнивания корпуса и установки его на прокладки для сечения V приведены на рис. 174.

На рис. 175 показаны эпюры меридианальных напряжений и напряжений от кручения для сечений I—VIII в момент подъема корпуса на h = 7,5 мм.

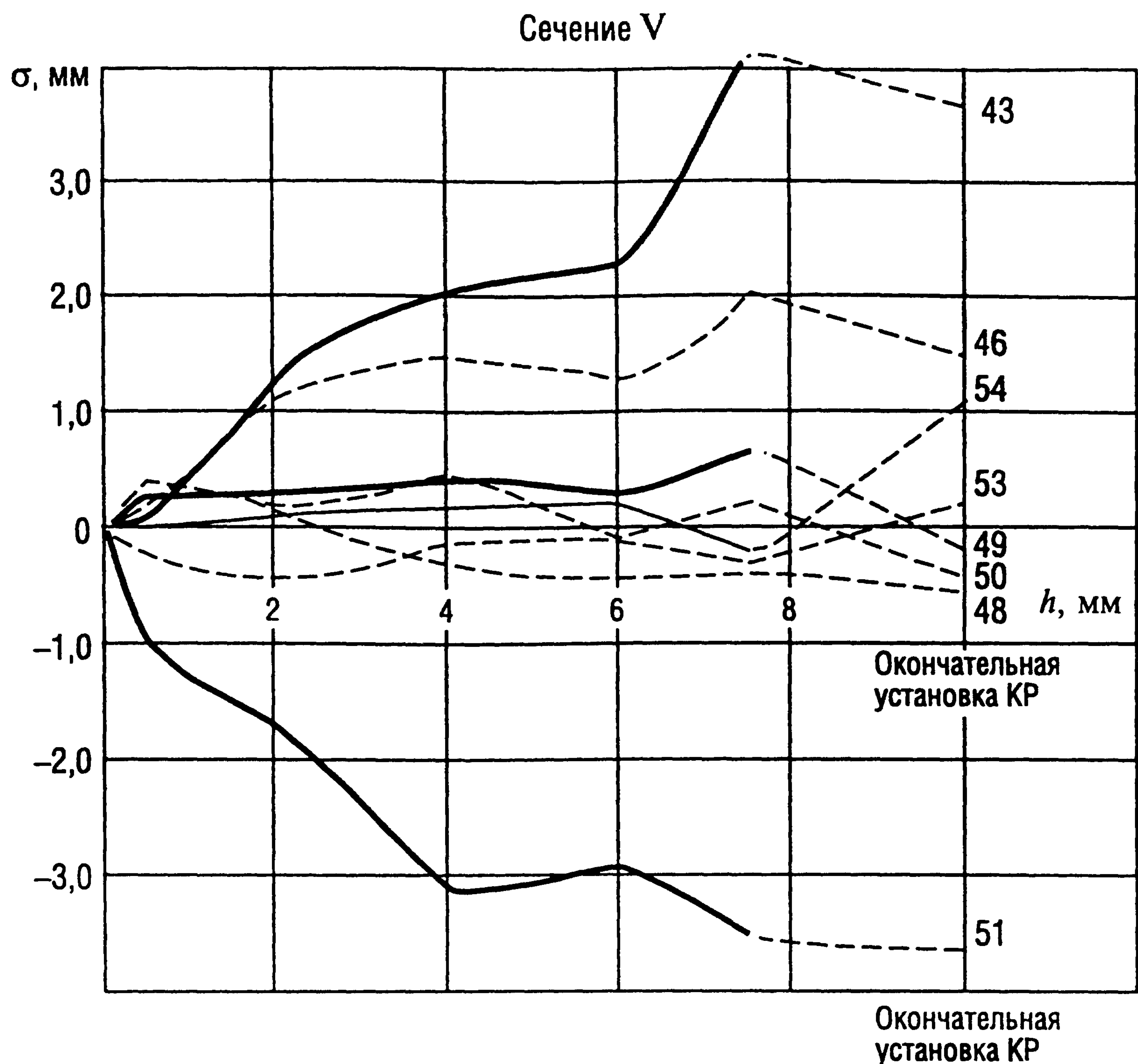


Рис. 174. Напряжение в сечении V (IV петля) в процессе подъема и окончательной установки корпуса на прогладке:
——— меридианальные напряжения (тензорезисторы № 45, 47, 54, 51);
- - - - - напряжения от кручения (тензорезисторы № 45, 53, 50, 48)

Отсутствие монотонности кривых на рис. 174 и некоторая искривленность эпюр на рис. 175 объясняется колебаниями в положении корпуса реактора за счет непостоянства в масляных домкратах и малыми значениями измеряемых деформаций, соизмеримыми с погрешностью измерительной системы.

Результаты измерений показали, что уровень напряжений во всех сечениях на всех этапах исправления наклона КР был низким. Максимальное напряжение зафиксировано в сечении V — 4,09 кг/мм^2 в момент максимального поднятия КР (на 7,5 мм).

Максимальные нормальные напряжения, соответствующие окончательному положению корпуса равны:

I петля, район патрубка КР — 2,04 кг/мм^2;

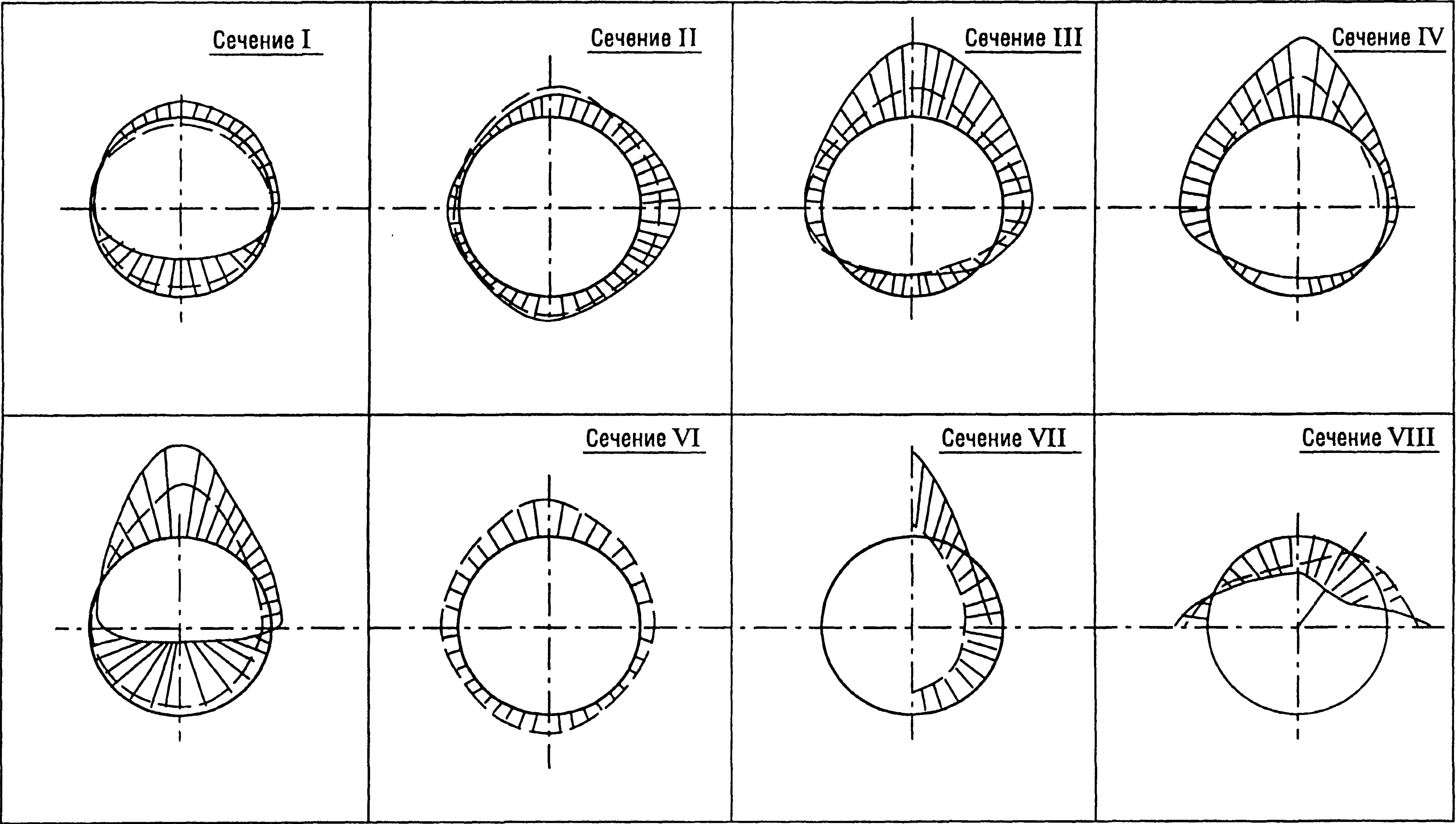


Рис. 175. Эпюры напряжений в сечениях в момент подъема корпуса на $h = 7,5$ мм: ——— — меридианальные напряжения; – – – – — напряжения от кручения. Масштаб: 1 см — 1 кг/мм²

II петля, район патрубка КР — 1,61 кг/мм^2;
III петля, район патрубка КР — 0,54 кг/мм^2;
IV петля район патрубка КР — 3,66 кг/мм^2;
IV петля — 2,84 кг/мм^2;
Патрубок САОЗ в районе КР — 1,94 кг/мм^2;
Патрубок САОЗ в районе IV петли — 1,08 кг/мм^2;
Патрубок САОЗ в районе I петли — 0,75 кг/мм^2.

Анализ влияния указанных напряжений на прочность и ресурс эксплуатации ГЦТ показал, что прочность ГЦТ обеспечена в соответствии с «Нормами прочности АЭС», а ресурс удовлетворяет назначенному сроку службы.

Разработанная технология корректировки положения корпуса реактора и использованной системы контроля за деформациями и напряжениями в элементах ГЦК при перемещениях корпуса реактора позволяют рассматривать эту технологическую операцию как приемлемую для корректировки взаимного расположения строительных осей здания и системы ГЦК — корпус реактора при посадке зданий энергоблоков АЭС на сложных грунтах.

*5.6.2. ГЦТ РУ ВВЭР-1000 I энергоблока БалАЭС [99]**

Ресурсной задачей, аналогичной описанной в предыдущем разделе, однако с методической и технологической точек зрения более простой, явилась задача, связанная с устранением негоризонтальности улиток главных циркуляционных насосов (ГЦН) на I блоке БалАЭС, выполненная в 1985 г.

В этом случае статически неопределенную задачу о напряжениях в ГЦК удалось свести к задаче сопротивления материалов об изгибе балок, нагруженных углом поворота. В этом случае возникшие в ГЦТ остаточные монтажные напряжения, вызванные поворотом улиток ГЦН, были определены с достаточной для инженерных расчетов точностью без проведения натурного тензометрирования.

Расчет накопленных усталостных повреждений, выполненный

---

* Основанием для проведения работы была Программа ВНИИАЭС и БалАЭС, утвержденная зам. начальника ВПО «Союзатомэнерго» Е.И. Игнатенко от 27.01.85 г.

для 30-летнего срока эксплуатации с учетом дополнительных монтажных напряжений от выравнивания улиток ГЦН, показал, что: для основного металла $a = 0{,}076 < 1$, для наплавки $a = 0{,}477 < 1$. По результатам анализа улитки ГЦН были выровнены, а I блок БалАЭС был допущен в эксплуатацию с проектным сроком 30 лет.

5.7. Моральное старение элемента конструкции или энергоблока в целом

*5.7.1. Компенсаторы объема (КО) РУ ВВЭР-440 энергоблоков III, IV НВАЭС и энергоблоков I и II АрмАЭС [96, 97]**

КО реактора ВВЭР-440 является элементом оборудования первого контура, надежная работа которого в значительной степени определяет безопасную работу всего энергоблока (рис. 176).

КО, установленные на III и IV блоках НВАЭС и I и II блоках АрмАЭС, спроектированы и изготовлены в соответствии с требованиями «Норм расчета элементов паровых котлов на прочность» [100]. В 1974 г. были введены «Нормы прочности для оборудования АЭС» [74], в связи, с чем была проведена проверка соответствия основного оборудования блоков ВВЭР-440 этим нормам. Проведенные конструктором КО (ВТИ) расчеты на прочность КО в соответствии с новыми нормами прочности АЭС показали, что отдельные элементы имеют существенно заниженные коэффициенты запаса прочности и не удовлетворяют требованиям «Нормы прочности АЭС».

Таким образом, КО НВАЭС и АрмАЭС, имеющие проектный ресурс 30 лет, после нескольких лет эксплуатации вследствие морального старения исчерпали свой ресурс и в соответствии с НТД должны быть сняты с эксплуатации или подвергнуты реконструкции.

К моменту возникновения проблемы КО нами были уже сфор-

---

* Работа выполнена по предложению автора, поддержанному ВПО Союзатомэнерго (куратор А.Г. Корниенко, предписание от 13.02.78 г.) и НВАЭС (В.П. Круглов. Тех. Решение НВАЭС и ВНИИАЭС от 17.02.78 г.). В работе принимали участие Г.В. Зайцева, Л.П. Репина, Е.И. Семенов, Л.Б. Бабкин и др. (ВНИИАЭС), А.А. Гапонов, И.П. Кустов и др. (НВАЭС), Э.С. Сааков и др. (АрмАЭС).

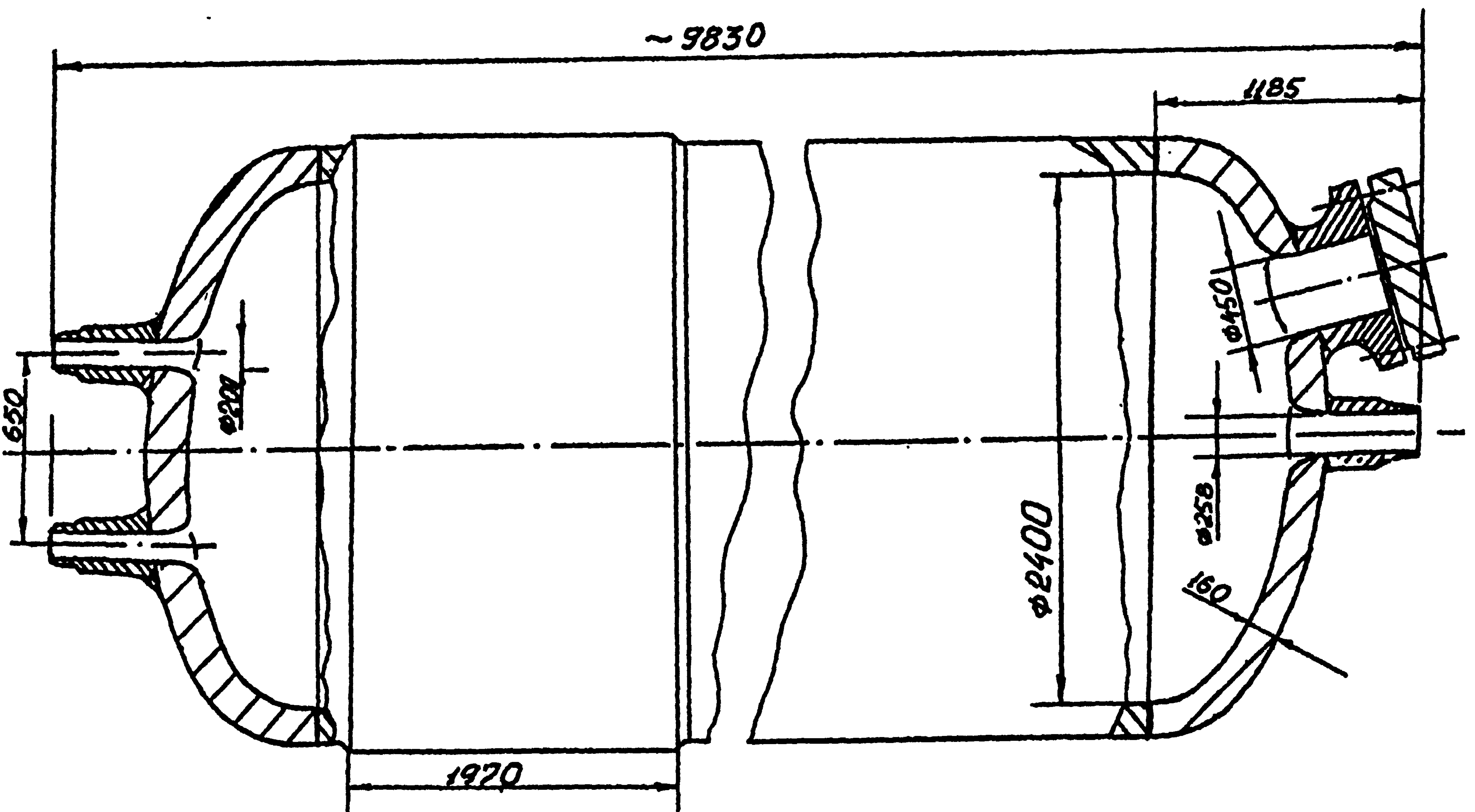


Рис. 176. Компенсатор объема реактора ВВЭР-440 III и IV блоков НВАЭС и I блока АрмАЭС

мулированы методологические основы системного подхода к обеспечению ресурса, надежности и безопасности элементов конструкций во время эксплуатации АЭС, и КО на НВАЭС был первым объектом, на котором системная методология была реализована на практике.

Целью исследований было уточнить фактический уровень прочности, ресурсоспособности и надежности КО и на этой основе определить и обосновать наиболее оптимальный вариант решения проблемы.

Работы велись в следующих направлениях.

1. Конкретизация системного подхода для решения задач КО и уточнения на этой основе методических подходов и состава исследований.

2. Оценка фактического состояния металла КО.

2.1. Разработка методики и проведение исследований фактического уровня механических свойств металла КО.

2.2. Разработка методики и проведение исследований фактического химического состава металла.

2.3. Исследование микроструктуры металла.

2.4. Разработка методики и оценка старения металла и его влияния на прочность и ресурс КО.

2.5. Анализ технологии и качества изготовления КО.

3. Оценка фактического состояния конструкций КО.

4. Оценка истории термосилового нагружения, фактических условий эксплуатации и уточнение напряженно-деформированного состояния в наиболее нагруженных местах КО.

5. Уточненная оценка запасов прочности при статическом нагружении.

6. Разработка методики и уточненная оценка остаточного ресурса по критерию сопротивления вязкому, квазихрупкому и хрупкому разрушению с учетом старения и дефектов сплошности металла.

7. Разработка методики и уточненная оценка остаточного ресурса по критерию сопротивления зарождения трещины усталости, в том числе и с учетом имевших место эксплуатационных коррозионных повреждений металла.

8. Разработка методики и уточненная оценка надежности КО в вероятностном аспекте.

9. Разработка методики и определение допустимых в эксплуатации размеров несплошностей в металле КО.

10. Выявление факторов, определяющих прочность и ресурсоспособность КО во время эксплуатации и на этой основе обоснование требований к их эксплуатационному контролю.

11. Определение и обоснование наиболее оптимального способа обеспечения приемлемого уровня прочности, ресурсоспособности и надежности КО, находившихся в эксплуатации на III и IV блоках НВАЭС и I и II блоках АрмАЭС.

Основные полученные результаты при проведении указанных исследований были следующими.

В соответствии с системным подходом [2, 3, и др.] были определены требования, обеспечивающие комплексность, оптимальность в достижении необходимого результата исследований, а также максимальное использование результатов, полученных на этапах конструирования и изготовления КО.

Уточненный анализ напряженного состояния днищ с использованием критерия «пластическая деформация по всему сечению элемента конструкции» показал, что запас прочности по указанному критерию меньше, чем рекомендуют «Нормы АЭС». Так, для нижнего днища в перемычке между патрубками Ду 200 при 350 °С, давлении 125 кг/мм и пределе текучести стали 22К равном $\sigma_т$= 18 кг/мм^2 коэффициент запаса прочности

$$n_т = \frac{\sigma_т}{\sigma_m} = \frac{18}{14,5} = 1,25,$$

где σ_m — общее мембранное напряжение в перемычках.

Для верхнего днища

$$n_т = \frac{\sigma_т}{\sigma_m} = \frac{18}{19,4} = 0,93,$$

т.е. перемычка между люком лаза и штуцером впрыска в верхнем днище находится в пластическом состоянии (нормативное значение $n_т \geq 1,5$).

Низкие значения коэффициента запаса прочности $n_т$ обуслов-

лены не только отверстиями в верхнем и нижнем днищах КО, но также и тем, что реальная толщина днища составила 143 мм и оказалась ниже указанного в чертеже размера 160 мм.

Для оценки фактического уровня механических свойств металла КО впервые в отрасли был реализован безобразцовый метод определения стандартных механических свойств по твердости. Измерения твердости на днищах КО были совмещены с металлографическими исследованиями, а также с исследованиями химического состава.

Исследование микроструктуры проводили методом снятия реплик. На качество шлифов сильно влияла подготовка исследуемой поверхности. В данной работе подготовка поверхности проходила в два этапа.

На первом этапе была проведена механическая шлифовка поверхности абразивными кругами до 7–9 класса чистоты. Для более высокого качества поверхности на данном этапе конечную шлифовку осуществляли резиновыми кругами.

На втором этапе поверхность доводилась до чистоты 13–14 класса с помощью электролитической полировки. Электролитическую полировку проводили переносной установкой УЭП-2М. Электролитом служил реактив следующего состава: 100 мл C_2H_5OH — 40 мл $HClO_4$ (42%). Электрополировку вели при напряжении 20–30 В и силе тока 0,15–0,20 А в течение 1–2 мин. После тщательной промывки поверхности этиловым спиртом осуществлялось травление 3–4%-ным раствором HNO_3 в течение 40–60 с с последующей промывкой шлифа спиртом и водой.

Для исследования микроструктуры крупногабаритных изделий в данной работе использовался метод полистирольных реплик. Метод заключается в том, что на одну из сторон (контактную) полистирольного кубика (10÷20 мм) наносится тонкий слой растворителя (бензола), затем подготовленная сторона прижимается к шлифу на 5–10 с. В течение последующих 1,5–2 ч полистирол затвердевает, и полученные оттиски исследуют в лабораторных условиях.

Микроструктуры, полученные на оттисках, исследовались на микроскопе МИМ-8 при увеличении 100 и 200. Анализ микроструктур позволяет отметить некоторую разнозернистость металла.

На поверхности КО из стали 22К средний размер зерна составляет 3—4 балла. Анализ измерения размера зерна по поверхности днищ установил, что значительного разброса размера зерна нет.

Для определения химического состава металла с днищ КО была взята стружка методом скола. Перед отбором стружки поверхность тщательно зачищалась для удаления окалины и других загрязнений.

Общее содержание углерода определяли абсорбционно-газообъемным методом. Метод основан на сжигании навески стали в токе кислорода при 1200—1250 °С с последующим поглощением образовавшегося углекислого газа раствором NaOH. Содержание углерода определяется по разности между объемом газов и объемом, полученным после поглощения углекислого газа раствором щелочи. Так как точность зависит от полноты сгорания навески металла, стружка должна быть достаточно мелкой. Продолжительность газообъемного метода определения содержания углерода составляет 4—6 мин, точность полученных результатов удовлетворяет требованиям маркировочных анализов.

Результаты химического анализа металлической стружки, полученные методом скола на глубину 0,5 мм с днищ КО приведены в табл. 51.

Таблица 51. **Результаты химического анализа стружки**

КО блоков НВАЭС	C, %	Si, %	Mn, %	P, %	S, %
III блок	0,05—0,12	0,19—0,23	0,77—0,83	0,010—0,019	0,021—0,028
IV блок	0,043—0,13	0,20—0,30	0,84—0,92	0,013—0,016	0,012—0,018

Пониженные содержания углерода в поверхностном слое КО делают необходимым анализ распределения углерода по толщине днищ КО. В ТУ 24-3-449-74 на получение листов и плит из стали 22К указывается, что химический состав полуфабриката определяется только по пробе от плавки-ковша и не контролируется в процессе получения полуфабриката.

Исследовали влияние технологии получения плиты (штамповки, прокатки, нагревов под штамповку, нормализации, отпуска и

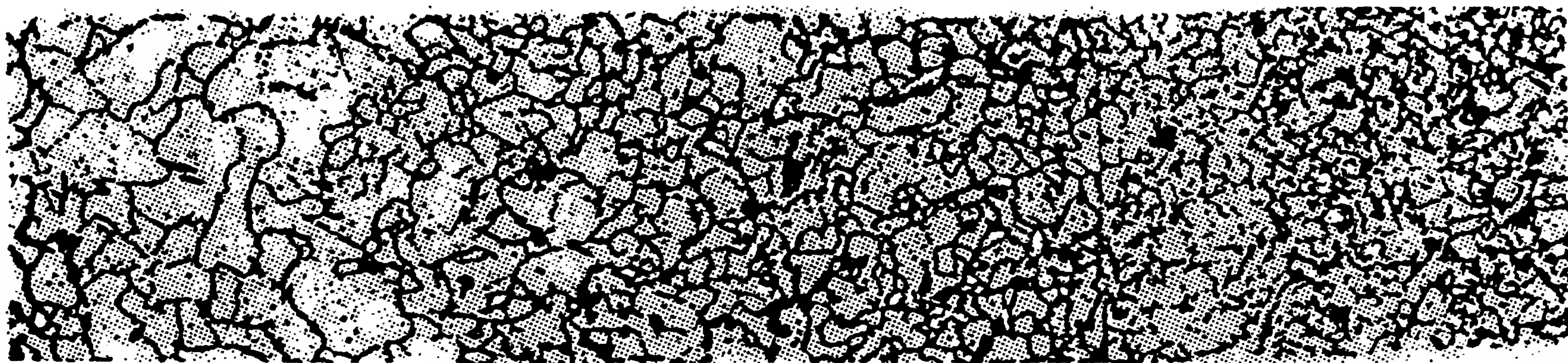


Рис. 177. Микроструктура по глубине поверхностного слоя

Таблица 52. **Результаты химического анализа подповерхностных слоев металла**

C, %	Mn, %	Si, %	P, %	S, %
0,242	0,82	0,24	0,14	0,014

Таблица 53. **Результаты послойного химического анализа**

Глубина от поверхности, мм	C, %
0,2—0,3	0,11
0,3—0,5	0,12
0,5—0,7	0,15
0,7—0,9	0,17
0,9—1,1	0,19
1,1—1,3	0,23
1,3—1,5	0,23

т. п.) на содержание углерода в стали 22К. Был проведен металлографический анализ структуры металла и определено содержание углерода на различной глубине от поверхности плиты, полученной с ПО «Ижорский завод» для экспериментальных работ.

Результаты металлографического анализа показаны на рис. 177, данные химического состава анализа стружки, взятой из сердцевины плиты — в табл. 52, результаты послойного химического анализа — в табл. 53.

Представленные результаты подтверждают тот факт, что с поверхности плиты в процессе получения днищ происходит обезуглероживание на глубину около 1 мм.

Это приводит к появлению на поверхности плиты чисто ферритной структуры с крупным зерном (4—5 баллов), в то время как в середине плиты зерно 6—7 балла (см. рис. 177).

Таким образом, химический состав металла, взятого из середи-

ны плиты соответствует ТУ 24-3-449-74 и сертификатным данным, однако на поверхности изделия имеется обезуглероженный слой около 1 мм толщиной.

Исследование механических свойств металла днищ КО III и IV блоков НВАЭС проводилось методом твердости. Измерения проводили при комнатной температуре по Виккерсу переносным твердомером ударного действия с двухсторонним коническим индентером типа «КПИ-2» Каунасского политехнического института и соответствовали требованиям ГОСТ 18661-73.

Для получения качественных отпечатков проводилась соответствующая подготовка поверхности металла днищ. Участки размером не менее 30×50 мм, предназначенные для замера твердости, предварительно зачищались абразивным кругом до чистоты поверхности не менее 5–6 классов. Окончательная доводка осуществлялась войлочным кругом. На каждом участке наносилось по два отпечатка индентора. Расстояние между центром отпечатка и краем соседнего было не менее 2,5 диаметров отпечатка. Измерение диаметров отпечатков на днищах КО и эталонах проводили в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Диаметр подсчитывался как среднее арифметическое значение замеров. Для измерения диаметров отпечатков использовался микроскоп типа МИБ-2 с ценой деления +0,05 мм.

Значения твердости НВ, полученные на верхнем и нижнем днищах КО III и IV блоков приведены в табл. 54 и 55, а места, в которых проводили измерения — на рис. 178 и 179.

Определение предела прочности $\sigma_в$, предела текучести $\sigma_{0,2}$, относительного сужения $\psi\%$, относительного удлинения $\delta\%$ и ударной вязкости $a_н$ сводилось к определению твердости по Бринеллю и последующему переводу ее в соответствующие механические характеристики по приведенным формулам:

$$\sigma_в = 0,36HB;$$

$$\sigma_{0,2} = \frac{0,406HB - 17}{1,37};$$

$$\delta\% = 53,5 - 0,161HB\%;$$

$$a_н = 9,3\left(\frac{\psi}{1-\psi} - 0,2\right)\frac{\psi}{1-\psi} - 0,2.$$

Таблица 54. **Результаты измерения твердости на III блоке НВАЭС**

Характеристика	Днище верхнее	Днище нижнее
Средняя твердость НВ	118	131
дисперсия S^2	196	341
стандартное отклонение S	14	18,5
коэффициент вариации V, %	11,76	14,34
Средний предел прочности $\sigma_в$, кг/мм^2	42	45
стандартное отклонение $S\sigma_в$	4,8	7,41
коэффициент вариации V, %	11,42	16,46

Таблица 55. **Результаты измерения твердости на IV блоке НВАЭС**

Характеристика	Днище верхнее	Днище нижнее
Средняя твердость НВ	113	133
дисперсия S^2	137	421
стандартное отклонение S	12	20,45
коэффициент вариации V, %	10	15
Средний предел прочности $\sigma_в$, кг/мм^2	40	48
стандартное отклонение $S\sigma_в$	4,12	7,25
коэффициент вариации V, %	10,3	15

Таблица 56. **Механические свойства, определенные по твердости и по сертификатам на III блоке НВАЭС**

Характеристика		Днище верхнее	Днище нижнее
$\sigma_в$, кг/мм^2	по сертификату	49,0	49,5
	по твердости	42,48	47,16
$\sigma_{0,2}$, кг/мм^2	по сертификату	26,8	26,6
	по твердости	22,6	26,4
δ, %	по сертификату	29,0	25,8
	по твердости	34,5	32,4
ψ, %	по сертификату	—	—
	по твердости	64,0	59,7
$\sigma_{0,2}/\sigma_в$	по сертификату	0,546	0,5
	по твердости	0,53	0,56
$a_н$, кгм/мм^2	по сертификату	9,3—9,5	11,0—11,0
	по твердости	7,53	7,59

Таблица 57. **Механические свойства, определенные по твердости и по сертификатам на IV блоке НВАЭС**

Характеристика		Днище верхнее	Днище нижнее
$\sigma_в$, кг/мм^2	по сертификату по твердости	49,8 40,0	46,7 47,8
$\sigma_{0,2}$, кг/мм^2	по сертификату по твердости	26,2 21,07	29,0 27,0
δ, %	по сертификату по твердости	21,2 35,3	27,0 32,5
ψ, %	по сертификату по твердости	— 65,7	— 59,04
$\sigma_{0,2}/\sigma_в$	по сертификату по твердости	0,5 0,52	0,53 0,56
$a_н$, кгм/мм^2	по сертификату по твердости	9,5—10,5 7,57	15,7—16,5 7,53

Фактический уровень механических свойств, полученный путем пересчета по приведенным формулам, дан в табл. 56 и 57. Из таблиц видно, что относительное удлинение возросло на верхнем днище КО III блока на 19%, на нижнем днище — на 22%. Относительное удлинение верхнего днища КО IV блока возросло на 39%, а нижнего днища — на 20%. Возрастание относительного удлинения объясняется обезуглероживанием поверхностного слоя металла днища в процессе термообработки. По данным приведенного выше химического анализа металла днищ КО III и IV блоков НВАЭС содержание углерода на глубине ~0,5 мм значительно ниже допустимых значений и составляет на III блоке 0,05—0,12%, а на IV блоке 0,048—0,13%.

Прочность ($\sigma_в$ и $\sigma_{0,2}$) нижних днищ КО III и IV блоков остались практически на уровне сертификатных данных, имея тенденцию к понижению. Заниженные значения $\sigma_в$ и $\sigma_{0,2}$ верхних днищ КО III и IV блоков явилось следствием обезуглероживания поверхностных слоев изделия.

Помимо измерения твердости прибором ударного действия, на нижнем днище КО III блока замеры твердости проводились переносным прибором ТШП-4, предназначенным для измерения

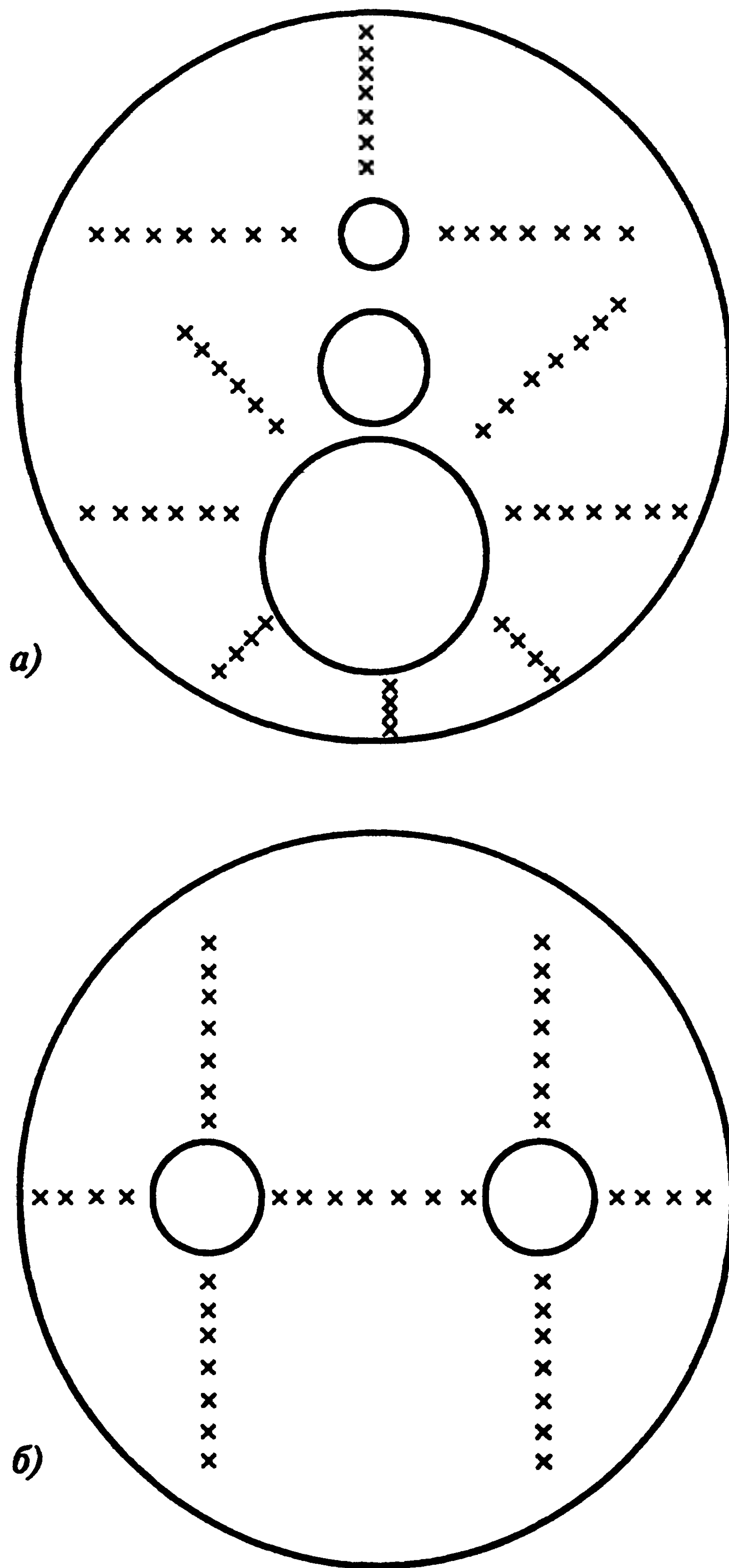


Рис. 178. Места измерения твердости на КО III блока НВАЭС:
а — верхнее днище; *б* — нижнее днище

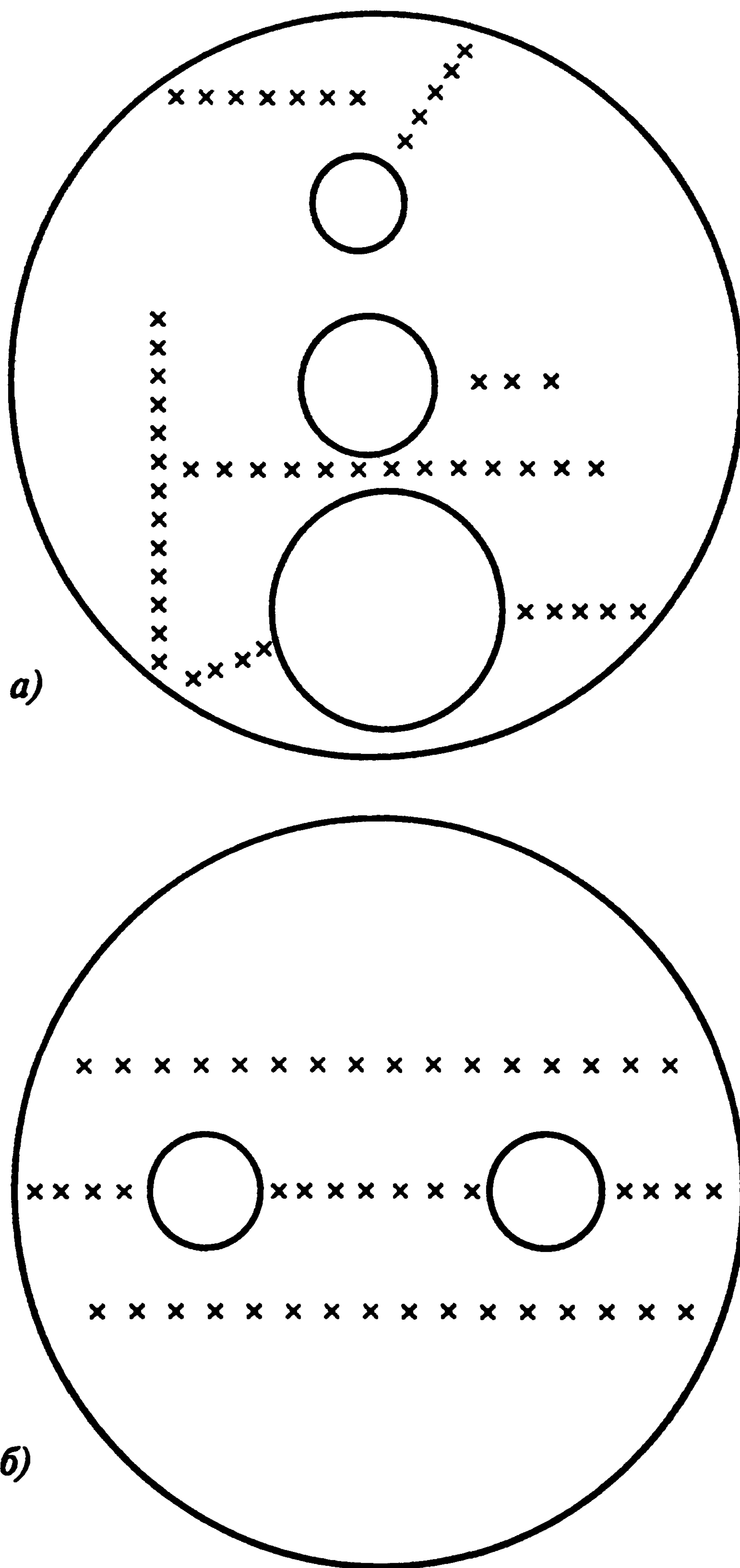


Рис. 179. Места измерения твердости на КО IV блока НВАЭС:
а — верхнее днище; *б* — нижнее днище

твердости по методу Бринелля в соответствии с ГОСТ 9012-59. Результаты измерения в одиннадцати точках показали, что предел прочности $\sigma_в = 41$ кг/мм^2, а предел текучести $\sigma_{0,2} = 21$ кг/мм^2. Полученные результаты подтверждают процесс обезуглероживания в поверхностных слоях металла днищ.

Отношение $\sigma_{0,2}/\sigma_в$ практически не изменилось по сравнению с сертификатными данными. Механические характеристики, полученные экспериментальным путем удовлетворяют требованиям ТУ 24-1-11-539-68 на металл днищ КО.

$\sigma_в$, кг/мм^2	$\sigma_{0,2}$, кг/мм^2	δ, %	$a_н$,кгм/см^2
≥ 44,0	≥ 22,0	≥ 20,0	≥ 6,0

Для подтверждения достоверности полученных результатов была проведена статистическая обработка.

Распределение твердости показано на рис. 180. Среднее арифметическое определяли по формуле

$$\bar{X} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} X_i.$$

Среднее квадратическое отклонение или дисперсию находили по формуле

$$S^2 = \frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}\left(X_i - \bar{X}\right)^2.$$

Стандартное отклонение определяли из зависимости

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n}\left(X_i - \bar{X}\right)^2}.$$

Коэффициент вариации

$$V = \frac{S}{\bar{X}}\cdot 100\%.$$

Результаты статистической обработки результатов измерения, приведенные в табл. 54 и 55, характеризуют степень однородности механических свойств и будут использованы при оценке ресурса и надежности днищ КО.

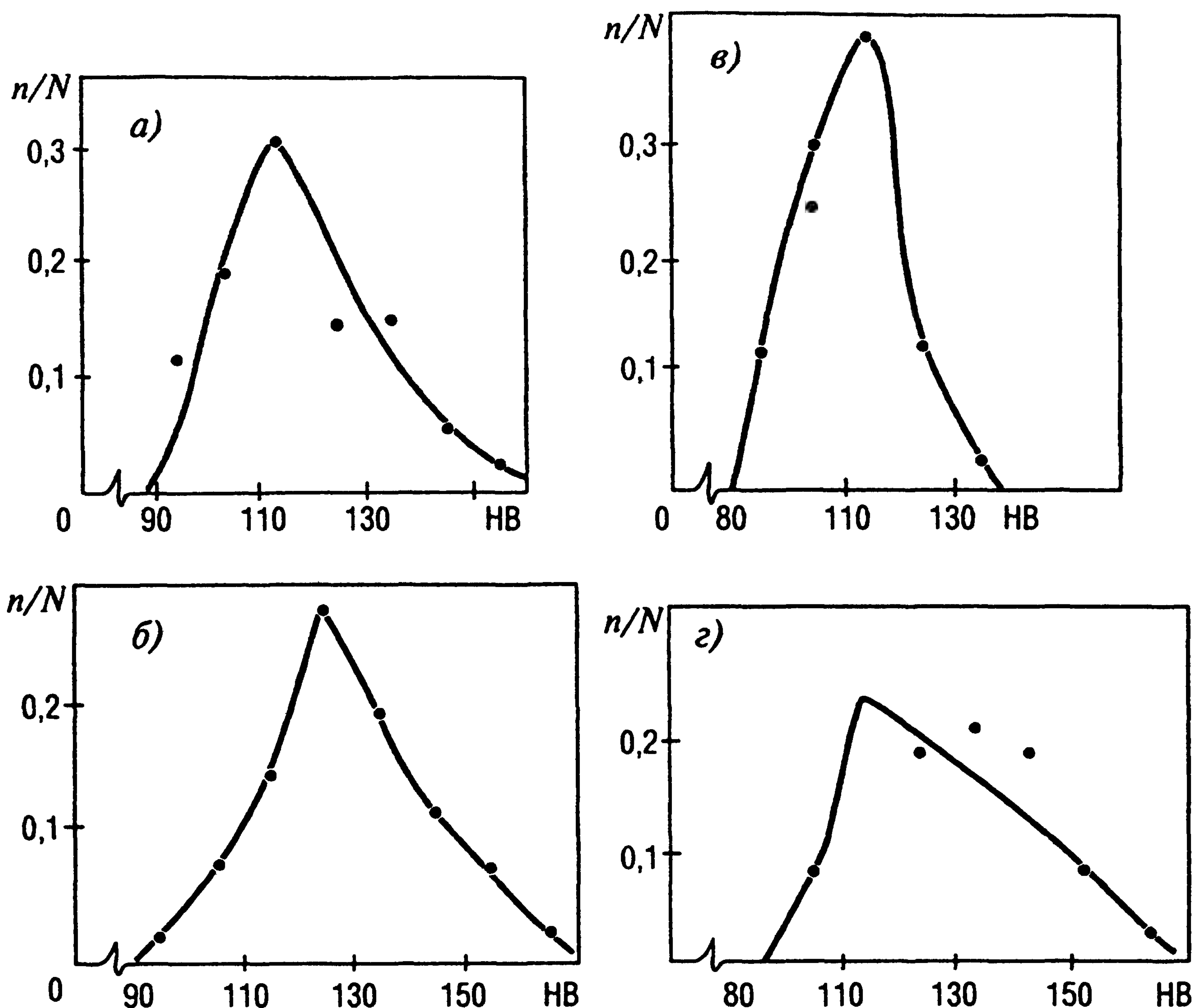


Рис. 180. Распределение твердости НВ:
III блок: *а* — верхнее днище, *б* — нижнее днище;
IV блок: *в* — верхнее днище, *г* — нижнее днище.

Исследование многоцикловой усталости проводили на гладких цилиндрических образцах. Форма и размеры испытываемых образцов показаны на рис. 181,*а*.

Представленные образцы испытывали на изгиб с вращением при нормальной температуре на машине МУИ-6000 с базой испытания 10^7 циклов нагружения.

Испытания на малоцикловую усталость проводили на машине модели УМЭ-10ТМ. Нагрузка осуществлялась при мягком пульсирующем цикле нагружения с базой испытания десять тысяч циклов.

Усталостный образец для испытания на малоцикловую усталость при растяжении показаны на рис. 181,*б*.

По результатам испытаний стро́или кривую выносливости и определяли следующие характеристики:

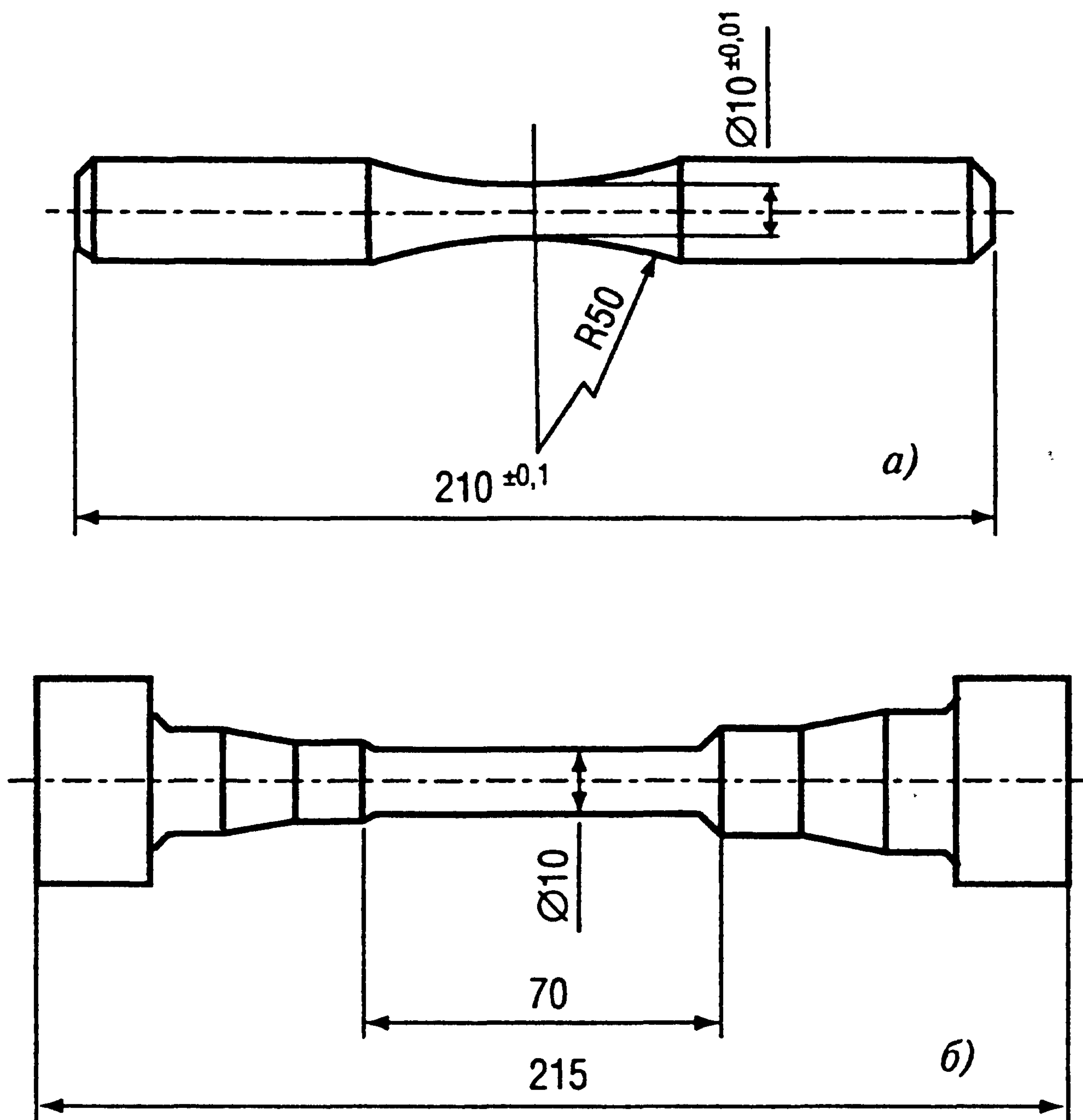


Рис. 181. Образцы для испытаний при циклических нагружениях:
а — многоцикловой усталости; *б* — малоцикловой усталости и циклической пластичности

1) среднее значение предела выносливости $\bar{\sigma}_{-1}$, соответствующее вероятности 50%;

2) разброс предела выносливости по среднему квадратическому отклонению $\bar{S}_{\sigma-1}$;

3) склонность стали 22К к циклическому разупрочнению или упрочнению (результаты изложены в разд. 5.6.3).

Анализ накопленных усталостных повреждений проводили с использованием следующих факторов:

фактор 1 — действующие в эксплуатации термические и силовые нагрузки; фактор 2 — влияние сварного шва; фактор 3 — влияние коррозионной среды; фактор 4 — состояние поверхности днищ КО, в том числе наличие язв коррозии; фактор 5 — остаточные напряжения технологической природы.

Рассматривали следующие варианты сочетания действующих факторов

I — 1 + 2 + 3 + 4 + 5;
II — 1 + 2 + 3 + 4;
III — 1 + 2 + 3 + 5;
IV — 1 + 2 + 4 + 5;
V — 1 + 3 + 4 + 5,

где цифрами 1, 2, 3, 4, 5 — перечислены факторы, влияющие на усталость металла.

Для рассматриваемых режимов эксплуатации число циклов задавали следующее

	Режим эксплуатации	За 6 лет	За 30 лет
1	Гидроиспытание	4	20
2	Опрессовка	33	165
3	Рабочий режим	33	165

Результаты расчета приведены в табл. 58.

Таблица 58. **Результаты расчета накопленных усталостных повреждений**

Номер режима	Повреждаемость					Свойства стали 22К в соответствии с нормативами АЭС, a^{I}
	a^{I}	a^{II}	a^{III}	a^{IV}	a^{V}	
1	0,00445	0,00429	0,00198	0,00208	0,00206	0,0107
2	0,01601	0,0149	0,00665	0,00708	0,00905	0,0385
3	0,026	0,0153	0,01085	0,0115	0,0147	0,058
За 6 лет	0,0464	0,0436	0,0195	0,02213	0,02581	0,107
За 30 лет	0,232	0,218	0,0976	0,1106	0,1291	0,533

Из таблицы следует, что: 1) фактором, дающим наибольший вклад в повреждаемость металла днищ. является фактор 4 (язвы коррозии): 2) циклическая прочность за период 30 лет обеспечена, если коррозионные процессы будут остановлены. В случае их развития необходим дополнительный анализ.

Предельное число циклов нагружения, определенное из условия $\Sigma a_i = 1$, равно: в 1 режиме — 88, во 2 режиме — 726, в 3 режиме — 726.

Уточненная оценка сопротивления хрупкому разрушению про-

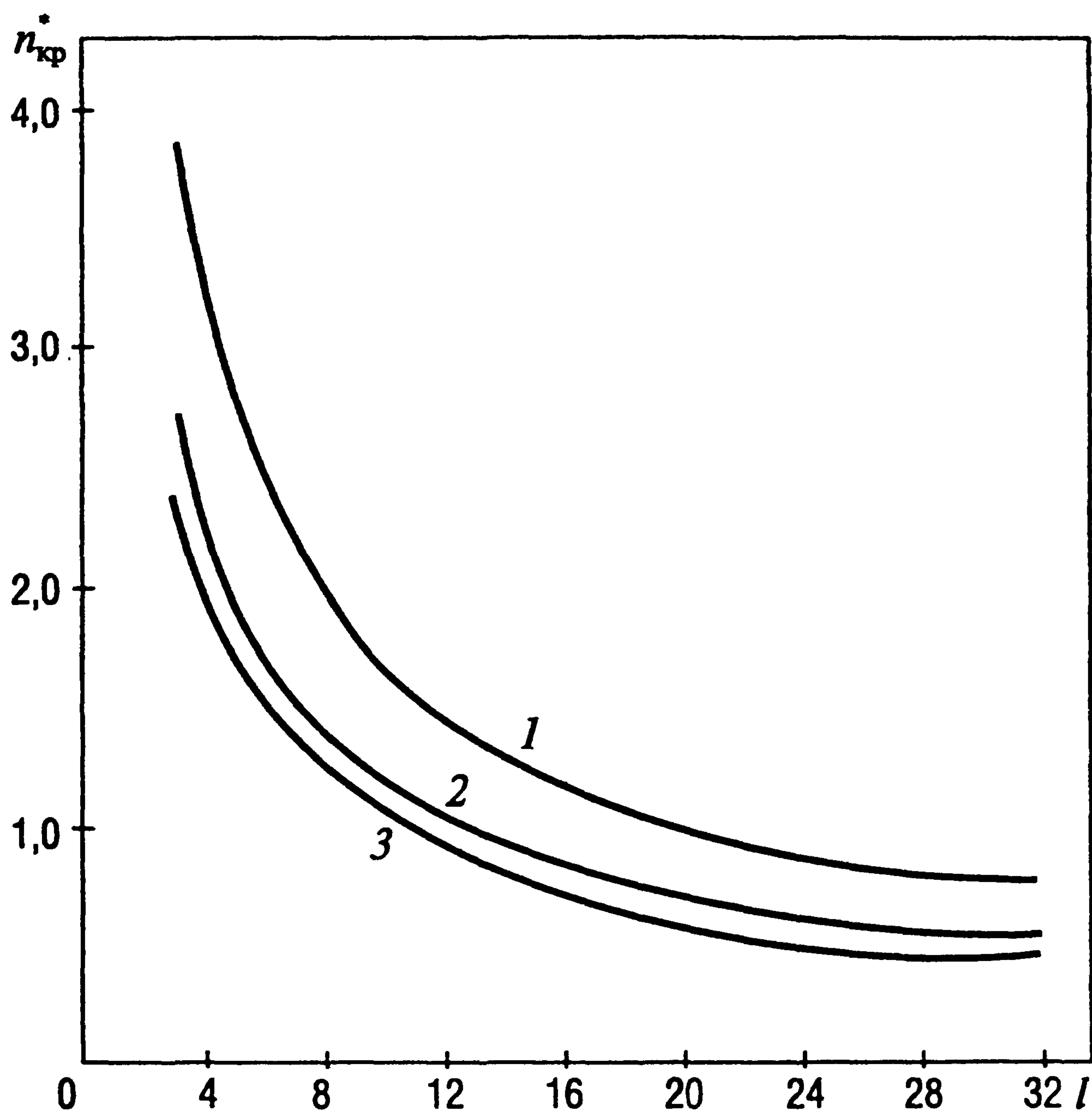


Рис. 182. Запасы прочности по критическим условным напряжениям для гидроиспытаний (квазихрупкая область разрушения):

1 — без учета остаточных напряжений $l_{кр}$= 8 мм; *2* — остаточные напряжения $0{,}7\sigma_т l_{кр}$= 9,2 мм; 3 — остаточные напряжения $\sigma_т l_{кр}$= 3,9 мм

ведена по методике Н.А. Махутова [63]. Прочность КО с учетом дефектности определяли по критическим температурам хрупкости и разрушающим напряжениям. В расчете учитывали распределение и значения напряжений, двухосность напряженного состояния, размеры дефектов, абсолютные размеры сечений, наличие сварных швов, накопление повреждений от циклических нагрузок и деформационного старения.

Исходными данными для расчета служили результаты экспериментальных исследований стали 22К сопротивлению статическому разрушению [61]. В расчете определяли первую критическую температуру $T^к_{кр1}$, вторую критическую температуру $T^к_{кр2}$, а также разрушающие критические напряжения $\sigma^*_к$ для компенсатора объема. По этим величинам устанавливали запасы.

Результаты расчета для режима гидроиспытаний представлены на рис. 182, а для режима пуска из холодного состояния — на

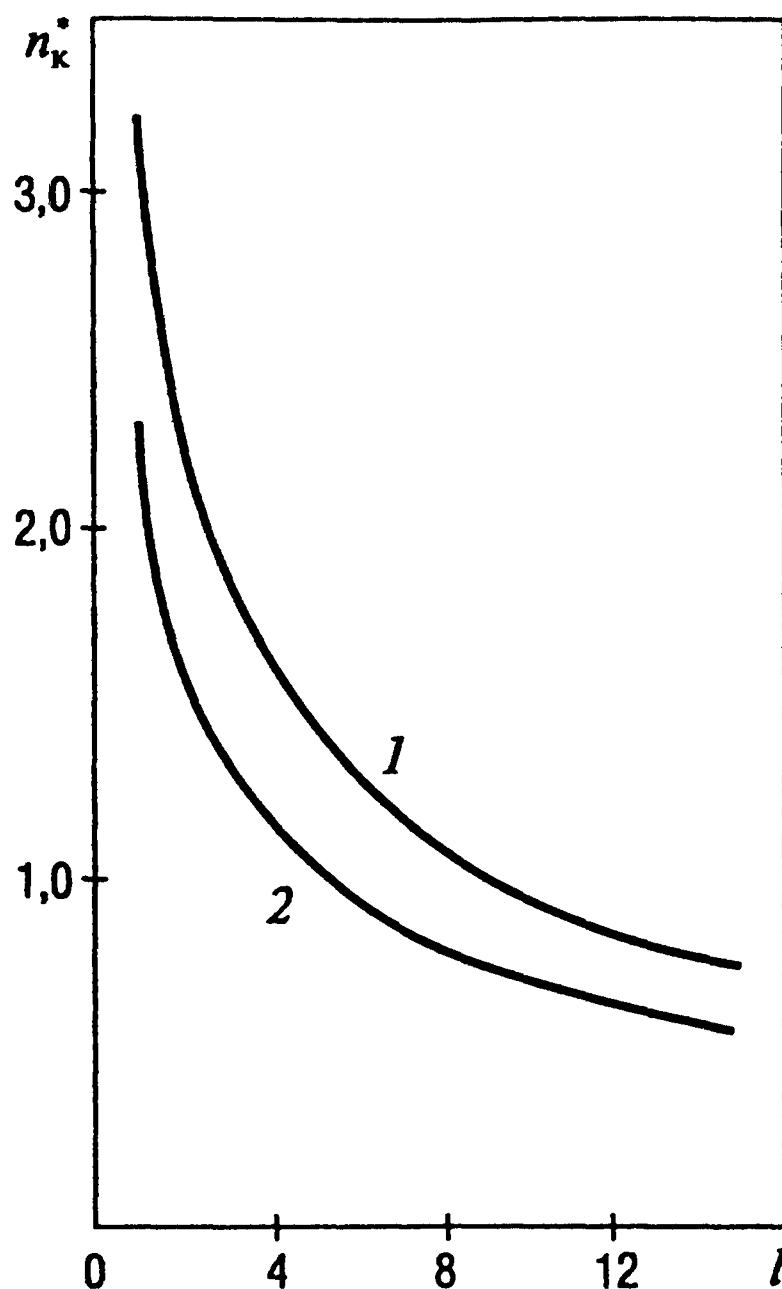


Рис. 183. Запасы прочности по критическим условным напряжениям в режиме «начало пуска из холодного состояния»:

1 — остаточные напряжения $0{,}7\sigma_т$ $l_{кр} = 2{,}8$ мм; *2* — остаточные напряжения $\sigma_т$ $l_{кр} = 1{,}5$ мм

рис. 183. С учетом того, что на заводе-изготовителе КО подвергали термообработке и, принимая коэффициент запаса прочности $n_к^* = 2$, окончательно принимали размер допустимого в эксплуатацию дефекта (по глубине) $[l]_{ги} = 8$ мм, что для полукруглой формы трещины по площади составит 100 мм^2 (при условии допустимой площади 14 мм). Для режима пуска из холодного состояния было рекомендована кривая подъема температуры *1* (рис. 184).

Одновременно была оценена скорость роста трещины (рис. 185). Дополнительное приращение трещин вследствие действия циклических нагрузок в режиме гидроиспытаний незначительно и составляет $\Delta l = 0{,}17$ мм для $N = 20$ и $l_0 = 7{,}5$ мм.

Таким образом, проведенный анализ показал, что:

температура начала гидроиспытаний или гидроопрессовки КО должна быть не ниже 110 °С;

чувствительность дефектоскопического метода при обследова-

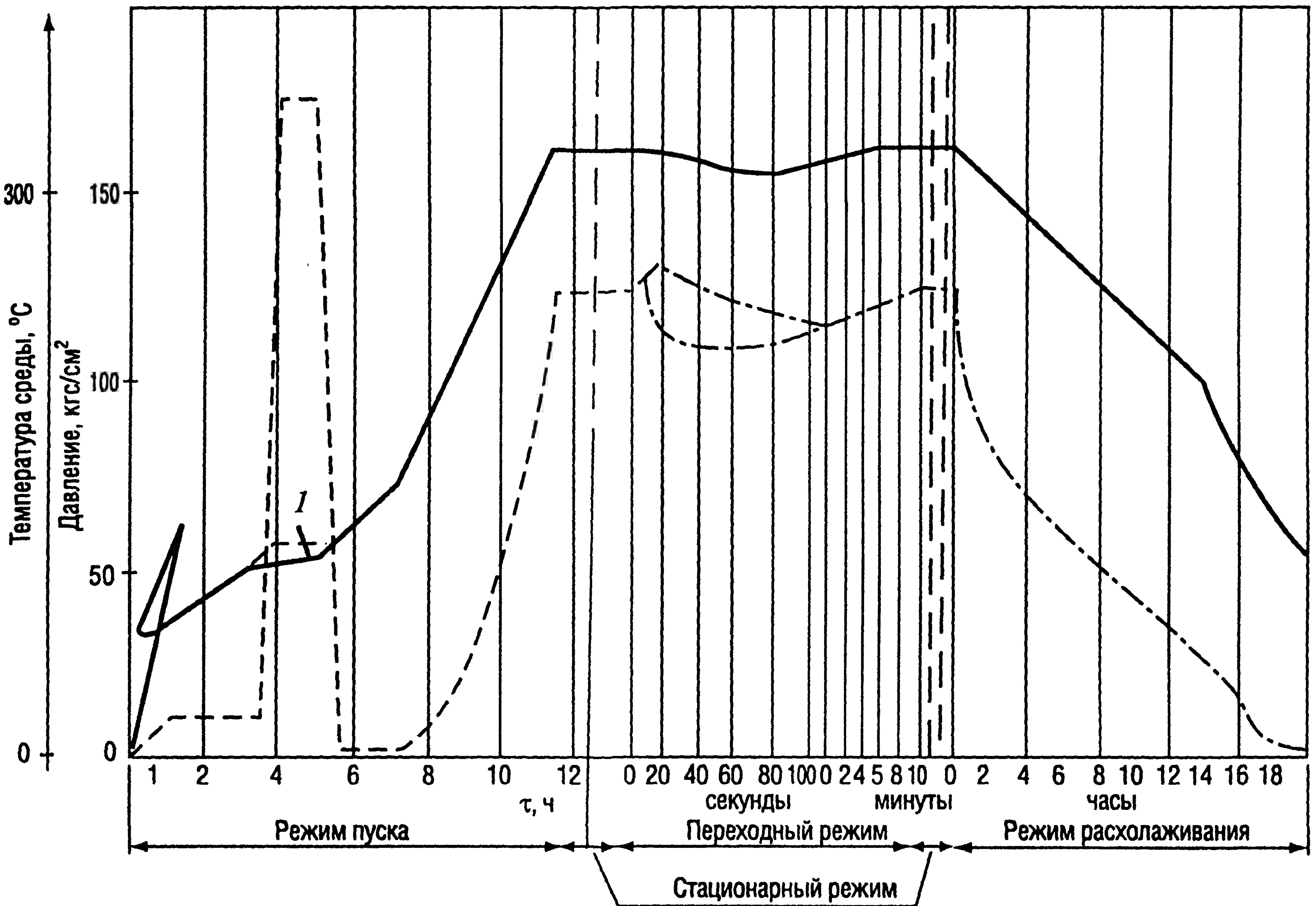


Рис. 184. Изменение давления (– – –) и температуры (——) на реакторах ВВЭР-440 НВАЭС:
1 — режим разогрева, обеспечиващий сопротивление разрушению перемычки КО

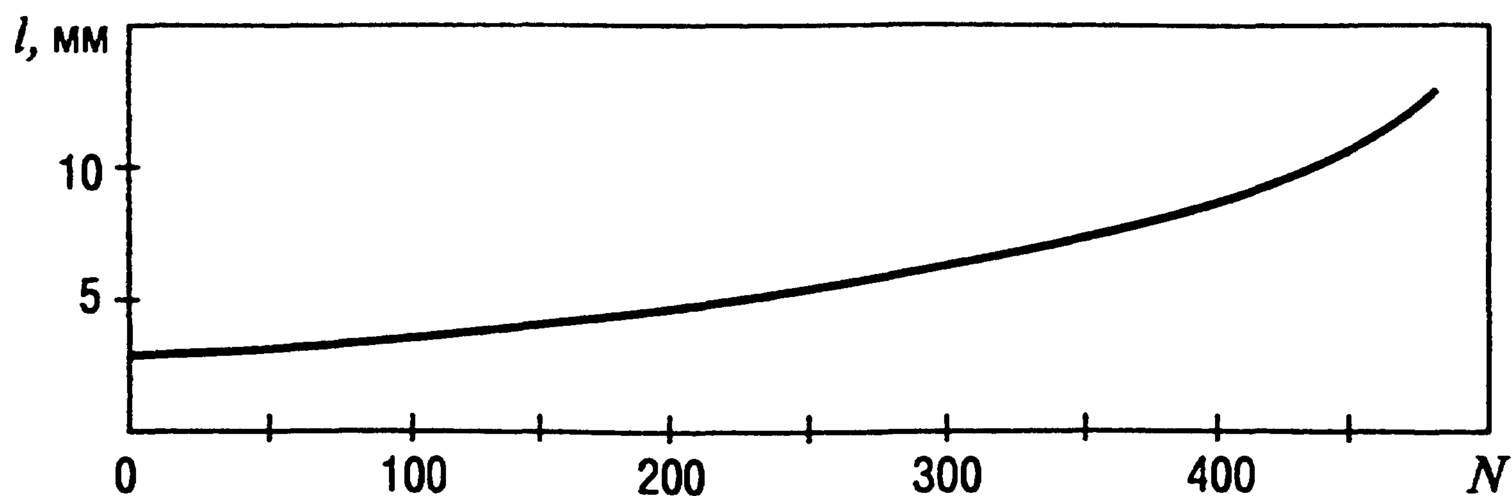


Рис. 185. Рост трещины в перемычке днища сосуда давления. Расчет с использованием зависимости Пэриса

нии днищ КО должна позволять обнаруживать трещины не менее 8 мм глубиной (площадь 100 мм^2);

при использовании ультразвуковой дефектоскопии с возможностью обнаружения дефекта (трещины) площадью не более 14 мм^2 (в соответствии с требованием ПК 1514-72) периодичность контроля может быть принята 1 раз в четыре года, как и требуют НТД.

Окончательные результаты определения объема и периодичности контроля КО НВАЭС и Армянской АЭС сведены в табл. 59.

Изменение надежности КО по критерию сопротивления усталости показано на рис. 186. Оптимальная частота контроля трещин усталости в наиболее напряженных местах днищ КО определенная с использованием методики оптимизации, описанной в работе [23], составляет 1 раз в 30 лет.

На основании проведенных исследований КО энергоблоков III, IV НВАЭС и I, II АрмАЭС были оставлены в эксплуатации без реконструкции.

В процессе выполнения работы были получены и впервые практически опробованы новые методологические и методические подходы, а именно:

системный подход и системная методология решения задач обеспечения прочности, ресурса и надежности конструкций во время эксплуатации АЭС;

методы механики разрушения;

методы безобразцовой оценки прочностных свойств металла на твердость;

комплексная экспериментальная оценка фактического состояния

Таблица 59. **Требования к эксплуатационному контролю компенсаторов объема**

Критерии прочности	Параметр контроля	Допустимые значения		Периодичность контроля	
		НВАЭС	АрмАЭС	НВАЭС	АрмАЭС
Сопротивление вязкому сопротивлению	Давление Температура Предел прочности Толщина стенки	Номинальное » По фактическому состоянию 142 мм	Номинальное » По фактическому состоянию 160 мм	Непрерывно » >30 лет >30 лет	Непрерывно » >30 лет >30 лет
Сопротивление квазихрупкому разрушению	Давление Температура Предел текучести Толщина стенки Длина трещины Число циклов	Номинальное >100 °C при ГИ По фактическому состоянию 142 мм $[l] = 8$ мм $N = 160$	Номинальное 170 °C при ГИ По фактическому состоянию 160 мм $[l] = 14$ мм $N = 160$	В режиме ГИ » >30 лет >30 лет 1 раз в 4 года Непрерывно	В режиме ГИ » >30 лет >30 лет 1 раз в 4 года Непрерывно
Сопротивление хрупкому разрушению	Давление Температура	Номинальное «	Номинальное «	В режиме разогрева То же	В режиме разогрева То же
Сопротивление усталости	Число циклов «пуск-останов» Число гидроопрессовок Число ГИ	726 726 88	726 726 88	Непрерывно » »	Непрерывно » »

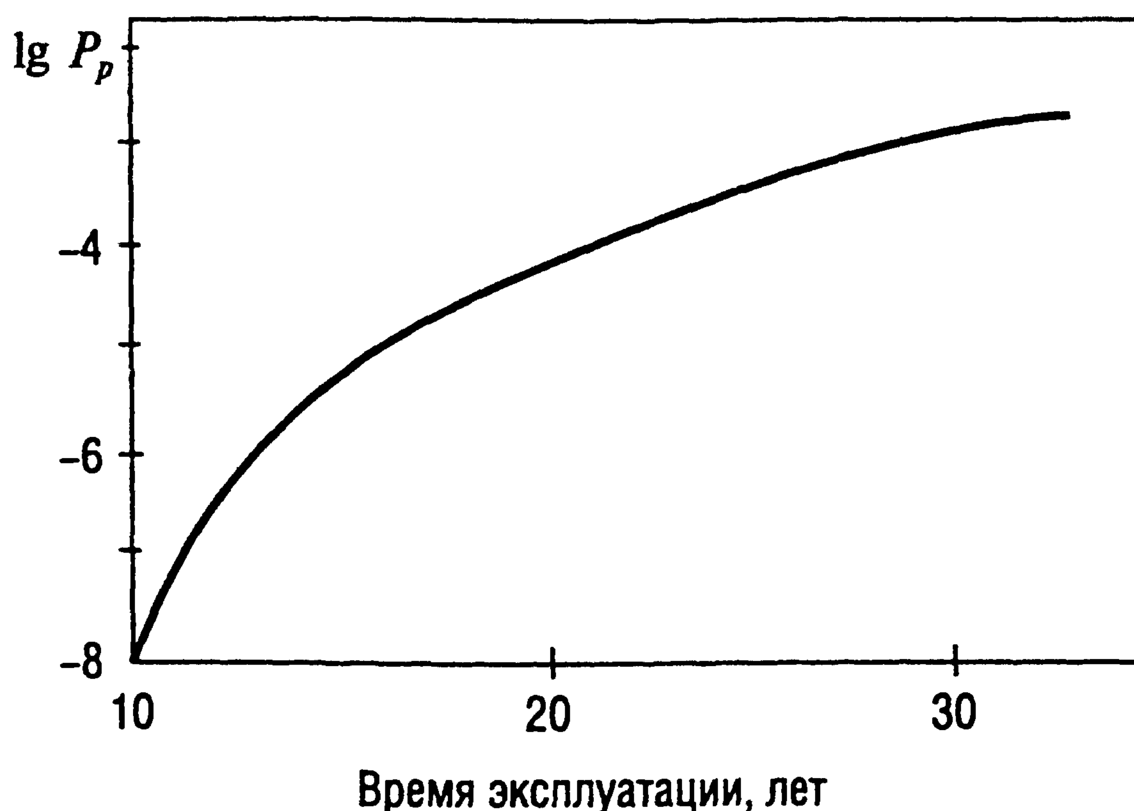


Рис. 186. Изменение вероятности появления трещины усталости в днище КО: P_p — вероятность появления трещины

металла по твердости, микроструктуре и химическому составу;

учет фактического состояния металла, геометрии конструкции и фактической наработки для оценки индивидуальной прочности, остаточного ресурса и надежности конструкций;

практически введен и оптимизирован комплексный эксплуатационный контроль состояния КО;

впервые определены и научно обоснованы допустимые размеры несплошностей металла в эксплуатации;

впервые выполнены оценки остаточного ресурса элемента конструкции АЭС в вероятностном аспекте (дана количественная оценка надежности).

Правильность принятых решений подтвердил последующий опыт эксплуатации КО. На III энергоблоке НВАЭС до конца проектного срока (30 лет) остался 1 год. Замечания по эксплуатации КО отсутствуют.

5.7.2. Энергоблоки III, IV НВАЭС и I, II КолАЭС

III блок НВАЭС был пущен в эксплуатацию в июне 1971 г.; IV блок НВАЭС — в марте 1972 г. На указанных блоках установлены реакторы ВВЭР-440, которые можно отнести к реакторам первого поколения. В настоящее время эти блоки не удовлетво-

ряют требованиям безопасности ОПБ-88 [21] в полном объеме. В частности, они не имеют контейнмента, компенсируемая течь эквивалентна Ду 38.

Возник вопрос: либо вывести указанные блоки из эксплуатации из-за их морального старения, либо провести их реконструкцию для повышения их безопасности и восстановления их проектного ресурса.

С учетом того, что эти блоки имеют прочно-плотный конфайнмент, более чем 20-летний опыт эксплуатации показал их высокую надежность, особенно сосудов и трубопроводов давления первого контура, было решено провести их реконструкцию. Одним из принципиальных вопросов при выборе стратегии реконструкции был вопрос о надежности главных циркуляционных трубопроводов. Для блоков первого поколения, спроектированных без учета концепции безопасности МПА (устойчивость к максимальной проектной аварии с разрывом трубопровода большого диаметра [21]), первостепенное значение приобрела возможность применения концепции безопасности «течь перед разрушением» (ТПР). При этом системы безопасности ТПР для таких блоков должны быть разработаны только в рамках системного понимания концепции ТПР [27].

Условием достаточной компенсации недостатка безопасности системой ТПР может служить уравнение

$$Б_{3+ТПР} = Б_{3,4},$$

где $Б_{3+ТПР}$ — безопасность блока АЭС, не имеющего 4-го барьера безопасности, но располагающего системой безопасности ТПР; $Б_{3,4}$ — безопасность блока АЭС, имеющего 3-й и 4-й барьеры безопасности, но не располагающего системой ТПР.

Если принять во внимание рекомендации МАГАТЭ, в соответствии с которыми безопасность эксплуатации АЭС должна обеспечиваться на уровне 10^{-5} (реактор · год)$^{-1}$ для события разгерметизации первого контура с выходом всех газообразных радиоактивных элементов и 10^{-1} (реактор · год)$^{-1}$ для события разгерметизации контейнмента (4-го барьера безопасности) в случае МПА, можно определить, что для блоков, имеющих 4-й барьер безопасности, надежность сосудов и трубопроводов первого контура по

критерию сопротивления разрывам и разрушениям с учетом систем безопасности ТПР должна быть не менее 10^{-5} (реактор · год)$^{-1}$.

Для блоков АЭС, не имеющих контейнмента, реализация концепции ТПР для сосудов и трубопроводов 3-го барьера безопасности должна обеспечить надежность на уровне не ниже 10^{-6} (реактор · год)$^{-1}$.

Комплекс работ, связанный с обеспечением безопасности эксплуатации III и IV блоков НВАЭС и I и II блоков КолАЭС на основе концепции ТПР, подробно описан в работе [27]. Указанные разработки были учтены при реконструкции блоков на НВАЭС и КолАЭС для снятия ограничений на ресурс эксплуатации, связанных с моральным старением.

5.8. Оценка ресурса в период пуско-наладочных работ и в процессе нормальной эксплуатации

5.8.1. Оценка предстоящего ресурса эксплуатации по результатам натурного тензо- и термометрирования в перод пуско-наладочных работ и начала эксплуатации на Южно-Украинской АЭС и ЗапАЭС

На головных энергоблоках АЭС в период пуско-наладочных работ и начала эксплуатации целесообразно окончательно оценить предстоящий ресурс эксплуатации на основе экспериментальных исследований фактического уровня напряжений и температур в различных режимах эксплуатации. Такие исследования и оценки ресурса предстоящей эксплуатации были выполнены нами на первых энергоблоках Южно-Украинской АЭС и ЗапАЭС в период пуска-наладки и освоения мощности*. Программы исследований были разработаны специалистами главного конструктора ОКБ Гидропресс на основании полученных в период проектно-конструкторских работ сведений о наиболее напряженных элементах конструкций и наиболее сложных для прогноза теплогидравлических и силовых условиий эксплуатации.

---

* В работах принимали участие В.Ю. Маточкин, Е.К. Киселева, Б.И. Ворона, Б.Е. Никитин, А.П. Капырин и др. (ВНИИАЭС), а также ряд сотрудников ВНИИАМ.

Тензометрированию и термометрированию подвергли элементы парогенератора, компенсатора объема, барботажного бака, главных трубопроводов и главных циркуляционных насосов. Во время работы было установлено около 2000 тензорезисторов и термопар.

Методика работ описана в разд. 3.3. а методика расчета ресурса — в разд. 1.2. Подробное изложение результатов проведенных работ не входит в задачу настоящей книги, так как представляет специальный интерес с точки зрения технологий расчета и экспериментального определения напряжений, деформаций, температурных полей и термогидравлических процессов. Результаты частичного обобщения указанных результатов даны в разд. 6.1. Здесь же можно отметить, что по результатам исследований был подтвержден проектный ресурс эксплуатации перечисленных выше элементов конструкций.

5.8.2. Оценка остаточного ресурса по результатам контроля фактического состояния металла в период входного контроля, пуско-наладочных работ и эксплуатации

Работы по контролю фактического состояния металла элементов конструкций выполняют работники АЭС по инструкциям, разработанным главной организацией по эксплуатации ВНИИАЭС [16–19 и др.]. Основные особенности оценки ресурса по фактическому состоянию металла описаны в разд. 2.2, а также в работе [23].

5.8.3. Оценка прочности и ресурса эксплуатации основных элементов конструкций энергоблоков II и III БелАЭС

Расчеты прочности и ресурса эксплуатации проведены в связи с требованием Госатомнадзора СССР о проверке соответствия элементов конструкций АЭС новым (на тот момент) «Нормам прочности АЭС» [101, 102]. Расчет проводили для главных трубопроводов и главных циркуляционных насосов, трубопроводов питательной воды, трубопроводов непрерывной продувки барабан-сепараторов, групповых и водяных коллекторов II блока, а также конденсатора технологического III блока БелАЭС. По ре-

зультатам расчета эксплуатация указанных элементов конструкций была продолжена.

5.9. Увеличение назначенного срока службы (НСС)

Как уже говорилось в гл. 1, НСС назначается по экономическим соображениям с учетом разных факторов, в том числе темпов научно-технического прогресса. И только затем НСС данного элемента конструкции обосновывается методами прочности.

Увеличение НСС и назначение нового, увеличенного НСС должно происходить также в два этапа и в той же последовательности:

обоснование в экономических терминах, в том числе с учетом темпов и характера научно-технического прогресса и социальной обстановки, нового НСС;

обоснование нового назначенного ресурса в пределах нового, увеличенного НСС в рамках науки о прочности.

Технология ресурсного проектирования дает четкие указания, каким образом выполняется второй этап — обоснование нового ресурса эксплуатации в пределах нового увеличенного НСС. Новый, увеличенный НСС считается обоснованным, если проведен поверочный расчет прочности в соответствии с [4], результаты освидетельствования рассматриваемой конструкции подтверждают возможность ее эксплуатации в соответствии [5].

Сегодня, с учетом имеющихся знаний о возможностях и ограничениях ТРП, следует при обосновании возможности эксплуатации в пределах нового, увеличенного НСС, рекомендовать применение системной технологии оценки и обеспечения ресурса, надежности и безопасности эксплуатации элементов конструкций АЭС, в том числе методов и технологий, описанных выше в гл. 1—4.

В общем случае состав работ определяется схемой, описанной в разд. 5.1, а вся работа может быть разбита на 4 этапа.

I этап. Несмотря на недостатки существующих технологий ресурсного проектирования и обеспечения ресурса во время эксплуатации, они включены составной частью предлагаемого подхода. Выполнение работ по оценке и обеспечению ресурса, пре-

дусмотренных указанными технологиями (а также и соответствующими нормативными документами, такими как «Нормы прочности АЭС, Правила устройства и безопасной эксплуатации АЭС, Правила контроля сварных соединений и наплавок (ОП и ПК), Инструкции по контролю состояния металла и др.», является первым обязательным этапом предлагаемого подхода.

Этот этап должен выявить и обеспечить ресурсные характеристики, которые можно назвать базовым.

II этап. В связи с тем, что определенный и обеспеченный указанным выше способом базовый ресурс может существенно отличаться от фактического в неконсервативную сторону, в предлагаемом подходе предусмотрен второй этап работ, целью которого является уточненная оценка индивидуального остаточного ресурса эксплуатации рассматриваемого элемента конструкции или оборудования. Уточненная оценка индивидуального ресурса выполняется с помощью уточненных данных о состоянии металла и конструкции в целом, а также методов, показанных в гл. 1—3.

III этап. Этот этап предлагаемого подхода предусмотрен для элементов конструкций, исчерпавших ресурс эксплуатации из-за физического износа (наличие трещин или других дефектов сплошности, коррозионные повреждения и т.п.) или в случае, когда уточненный индивидуальный остаточный ресурс оказался меньше требуемой величины.

На этом этапе происходит выбор и обоснование дополнительных мероприятий с целью повышения ресурсоспособности конструкций. Такими мероприятиями могут быть технологии, описанные в гл. 4.

Критериями приемлемости мероприятия служат возможность обеспечения с его использованием нужной величины ресурса и экономическая целесообразность.

IV этап. Заключительный IV этап работ предусматривает анализ безопасности эксплуатации конструкции.

Эти работы выполняются в обязательном порядке для случая исчерпания ресурса из-за морального износа, в случае невозможности обеспечения нормативных запасов прочности, а также при наличии других существенных отклонений в состоянии металла, конструкции или условий эксплуатации от требований

НТД. Анализ безопасности выполняют с использованием методов механики разрушения, методов оценки величин расхода теплоносителя через сквозные устойчивые трещины, а также вероятностных методов оценки прочности, ресурса и надежности конструкции.

По результатам работ четвертого этапа могут быть назначены дополнительные компенсирующие мероприятия.

Описанный выше подход по оценке и управлению ресурсом элементов конструкций и оборудования позволяет обеспечить либо гарантированный, либо гамма процентный остаточный ресурс эксплуатации с заданной надежностью, а также безопасность эксплуатации на уровне не ниже 10^{-6}—10^{-7} $(\text{реактор} \cdot \text{год})^{-1}$.

Глава 6

НЕКОТОРЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С КОНТРОЛЕМ И ОБЕСПЕЧЕНИЕМ РЕСУРСА

6.1. Система автоматизированного контроля остаточного ресурса (САКОР)

Уже первая работа по обобщению опыта эксплуатации элементов конструкций РУ в условиях АЭС, выполненная применительно к I—IV энергоблокам НВАЭС [37]*, позволила выявить недостатки, связанные с регистрацией прошедших режимов эксплуатации. Основные режимы эксплуатации, такие как пуск энергоблока, останов, гидравлические испытания на прочность и плотность, аварийные ситуации и другие, фиксировались в журнале начальника смены и затем обобщались в ПТО. Такая система (ее можно назвать ручной) не позволяла в необходимой мере зафиксировать фактические режимы эксплуатации, влияющие на накопление повреждений металла конструкций и на их остаточный ресурс. Так, уже в работе [37] было обращено внимание на то, что число фактических режимов (циклов) нагружения не соответствовало числу режимов, зафиксированному в журнале начальника смены. В действительности, при записи в журнале одного режима гидроиспытания их было 8. Это происходило из-за того, что при выходе на максимальное давление ГИ в первом контуре образовывались течи в местах уплотнения и приходилось сбрасывать давление до 0, а затем цикл ГИ повторять снова.

* Куратором работы от НВАЭС был зам. главного инженера по науке Л.И. Голубев.

Наблюдения, сделанные в работе [37], позволили в дальнейшем автору поставить задачу создания инструментальной системы контроля режимов эксплуатации и на ее основе создания полуавтоматизированной или полностью автоматизированной системы контроля остаточного ресурса и надежности элементов конструкций АЭС.

Реальная возможность для создания такой системы появилась в 1980—83 гг. во время выполнения масштабных работ по натурному тензо- и термометрированию элементов первого контура РУ ВВЭР-1000 на первых энергоблоках Южно-Украинской и Запорожской АЭС. Уже на I энергоблоке ЗапАЭС нами в 1983 г. была установлена система автоматизированного контроля истории термосилового нагружения, которая явилась первым образцом будущей Системы автоматизированного контроля остаточного ресурса (САКОР)* .

В настоящее время САКОР установлена на ряде энергоблоков ЗапАЭС. Начатые работы по установке САКОР на КалАЭС и БалАЭС были приостановлены по причинам, не зависящим от автора.

В 1993 г. САКОР прошла аттестацию в НТЦ Госатомнадзора России и была рекомендована для установки на всех энергоблоках с ВВЭР-1000. Опыт разработки ВВЭР был обсужден и одобрен на специальном межведомственном совещании специалистов по проблеме остаточного ресурса. Разработка и установка систем типа САКОР были рекомендованы на энергоблоках АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР-440 (1994 г.).

Ниже дано описание САКОР для РУ типа ВВЭР-1000. Блок-схема системы показана на рис. 187 в укрупненном виде и на рис. 188 в более детализированном виде [2, 110 и др.]:

САКОР позволяет:

1) объективно, с использованием штатных датчиков давления и температуры, непрерывно фиксировать все режимы эксплуатации;

2) на основании данных об истории термосилового нагруже-

---

* Электрическую схему первой системы спроектировал А.Ю. Лихачев, реализацию выполнили В.Ю. Маточкин и Е.К. Киселева. В последующем в разработке САКОР активное участие принимали Б.И. Ворона, а в последнее время (1992—95 гг.) О. Комаров. С 1996 г. работы по САКОР были прекращены.

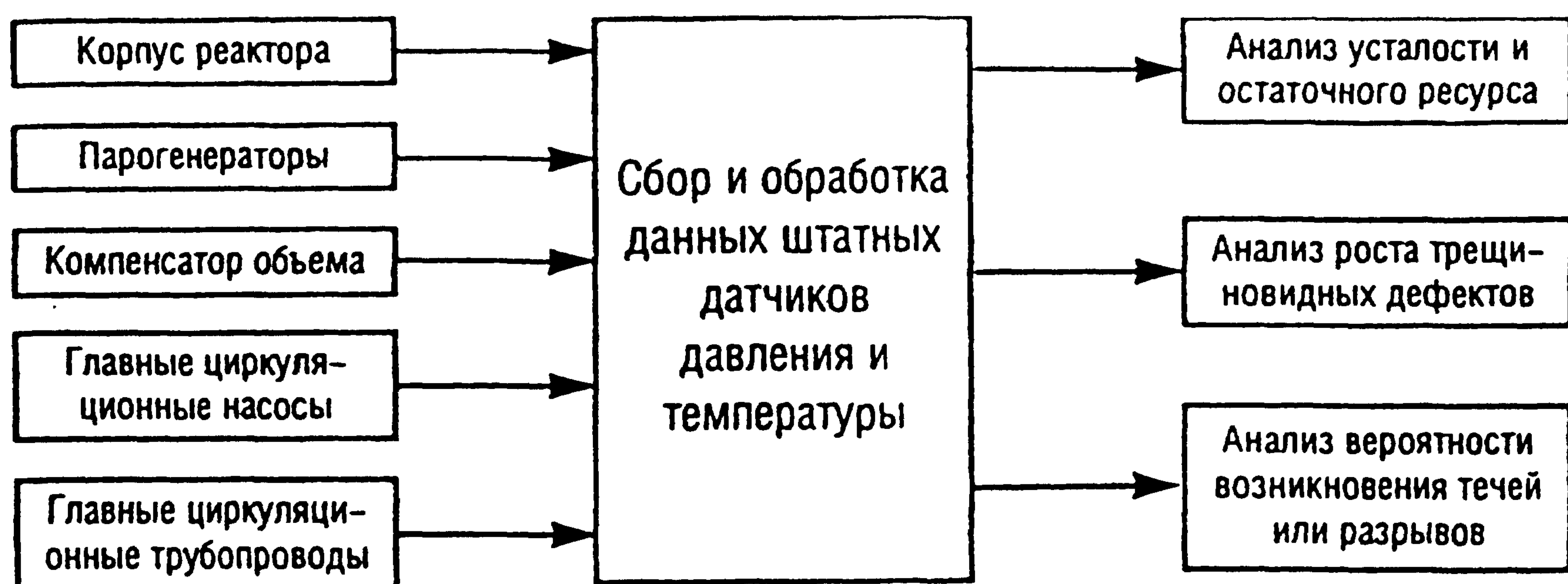


Рис. 187. Система автоматического контроля остаточного ресурса

ния, определять остаточный ресурс по критерию сопротивления усталости;

3) оценивать кинетику роста несплошностей и на этой основе оценивать остаточный ресурс по критерию сопротивления вязкому, квазихрупкому или хрупкому разрушению;

4) оценивать текущий уровень надежности элементов конструкции в количественно-вероятностном аспекте;

5) во время эксплуатации снимать ограничения по некоторым режимам эксплуатации (по числу циклов) или наоборот, своевременно смягчить условия эксплуатации для увеличения ресурса эксплуатации;

6) более объективно определять сроки и места контроля;

7) своевременно планировать и реализовывать мероприятия с целью повышения ресурсоспособности и надежности элементов конструкций во время эксплуатации АЭС;

8) в совокупности с результатами контроля фактического состояния металла показатели САКОР могут служить основанием для продолжения эксплуатации за пределами назначенного срока службы.

Разработка САКОР была начата в период натурного тензо- и термометрирования первого контура, когда были установлены экспериментальные термопары и тензорезисторы — всего около 2000, сигналы с которых фиксировались одновременно с сигналами и от штатных датчиков давления и температуры.

Результаты тензо- и термометрирования анализировали предположении, что между параметрами давления и температуры в

Рис. 188. Полная схема обработки первичной информации. СКИН-система контроля истории нагружения

первом контуре (показания штатных датчиков давления и температуры) и напряжениями в каждой конкретной точке элемента конструкции первого контура существует зависимость [106]:

$$\sigma = A + BP + CT + D\frac{dT}{d\tau}, \qquad (135)$$

где *A, B, C, D* — коэффициенты, зависящие от конкретной точки элемента конструкции и вида напряжения (нормальное, касательное, тангенциальное, осевое и т.п.).

При уточнении значений коэффициентов *A, B, C* и *D* использовали не только данные тензометрии, но также результаты анализа напряженно-деформационного состояния, выполненного на стадии проектно-конструкторских работ. При этом определили точки с максимальными напряжениями, а также точки, в которых ожидались максимальные амплитуды изменения напряжений. Определенные таким образом точки показаны на рис. 189—194, соответственно на КР, ПГ, КО, ГЦТ, дыхательном трубопроводе и трубопроводе впрыска.

Точность определения напряжений по формуле (135) достаточно высока, о чем свидетельствует сопоставление результатов по указанной формуле с данными тензометрирования (рис. 195—198). Для всех измерительных точек системы САКОР сопоставление давало удовлетворительные результаты.

После перевода в напряжения данных о давлении и температуре штатных датчиков первого контура, выделяли циклы по методу «дождя» в соответствии с ГОСТ 25.101-83. Выделенные циклы изменения напряжений являются основой для расчета накопленных усталостных напряжений, остаточного ресурса, кинетики несплошностей и динамики изменения надежности.

Для расчета остаточного ресурса использовали методику разд. 3.4.

Действия оператора САКОР следующие:

1) постановка на станционный ЭВМ магнитного носителя для сбора и хранения информации со штатных датчиков давления и температуры, установленных в первом контуре РУ;

2) перенос информации по п. 1 в память персонального компьютера;

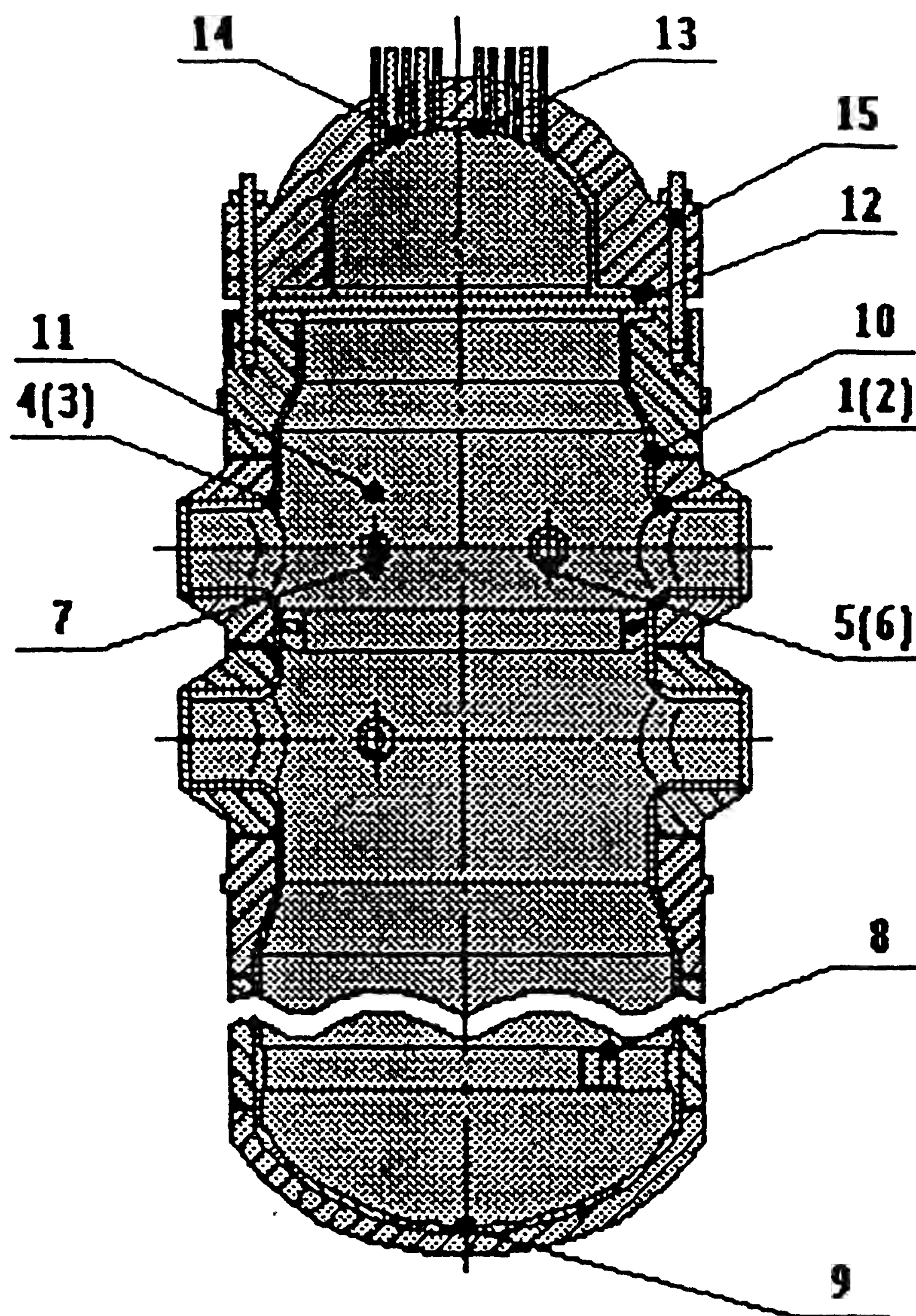


Рис. 189. Контролируемые точки корпуса и крышки реактора ВВЭР-1000: ——— — сварные швы; ● — контролируемые точки (точки 2, 3 и 6 находятся перед плоскостью сечения и показаны условно)

3) обработка информации по п. 1 в персональном компьютере для перевода данных о давлении и температуре в напряжения и выделения циклов нагружения для каждой из расчетных точек САКОР;

4) получение информации о результатах текущего контроля состояния металла и проведение расчетов прочности, остаточного ресурса, кинетики несплошностей и надежности с использованием специализированных подпрограмм САКОР;

5) анализ полученных результатов для подготовки рекомендаций по ведению следующего контроля состояния металла, ведению режимов эксплуатации, подготовки к ремонту или модернизации наиболее поврежденных элементов конструкций или про-

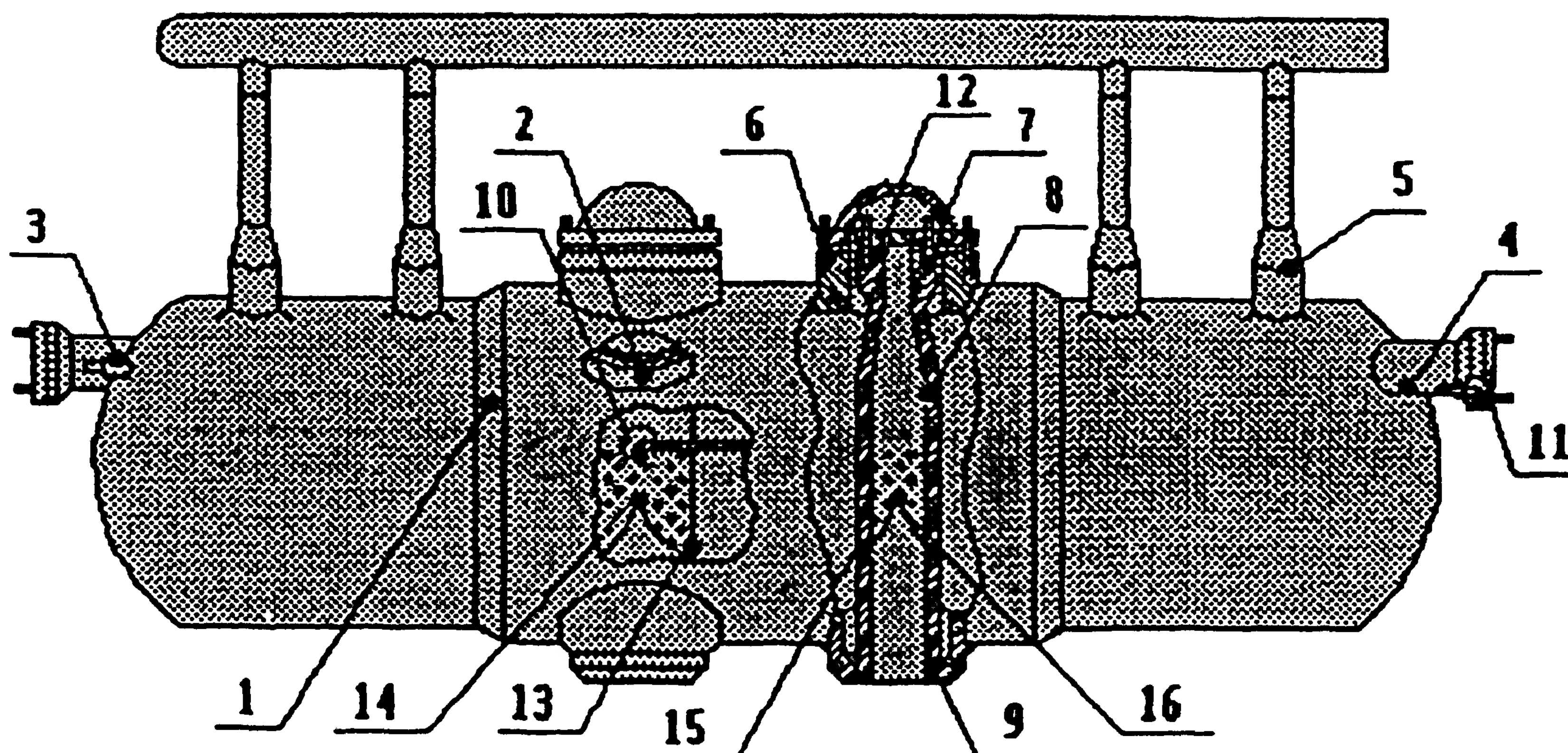


Рис. 190. Контролируемые точки парогенератора ПГВ-1000М:
● — контролируемые точки; точки *6—9* и *12* условно перенесены с горячего на холодный коллектор; точки *4* и *11* условно показаны на противоположном смотровом люке Ду 500; патрубок питательной воды условно перенесен на видимую сторону ПГ

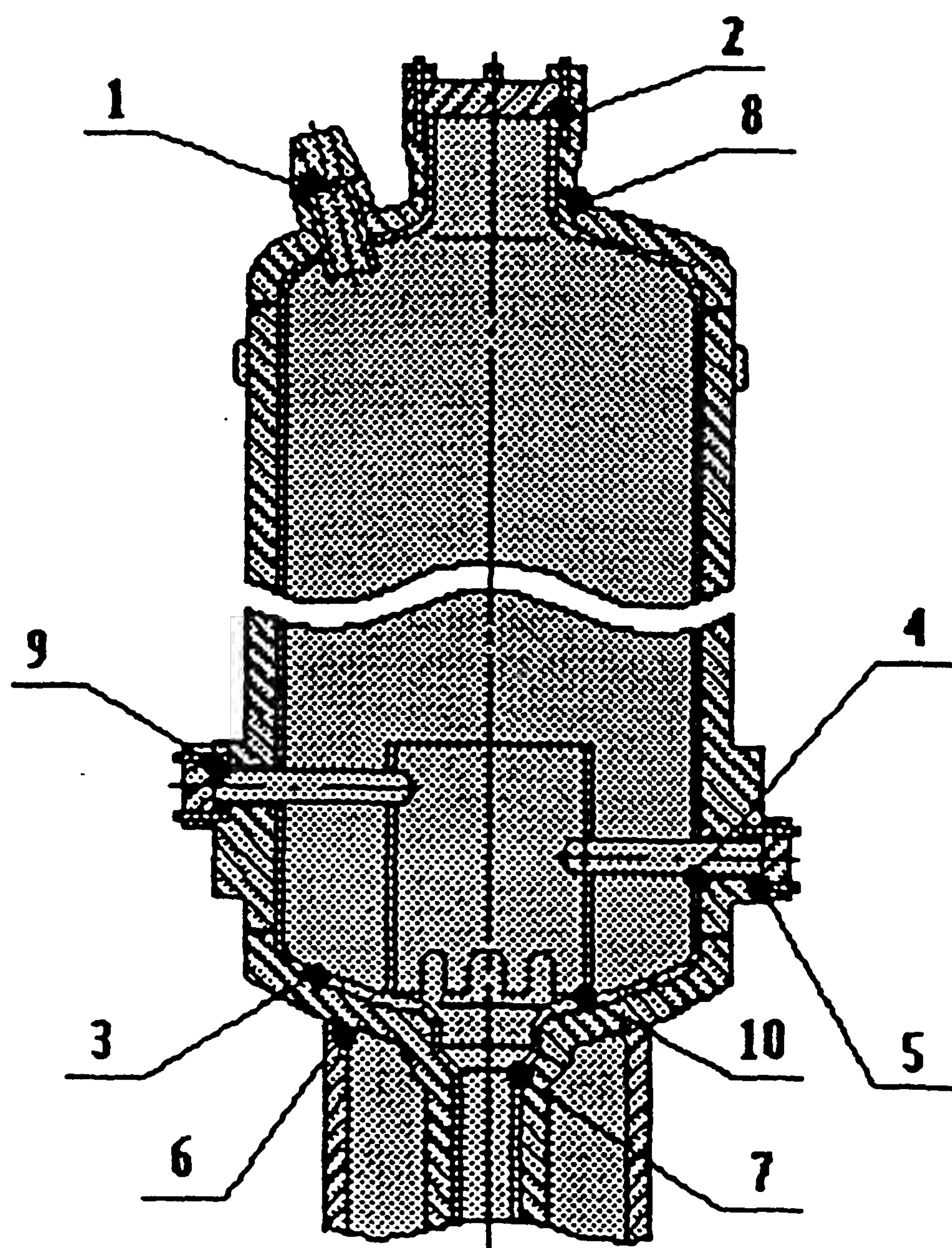


Рис. 191. Контролируемые точки компенсатора объема РУ с реактором ВВЭР-1000:
——— — сварные швы; ● — контролируемые точки

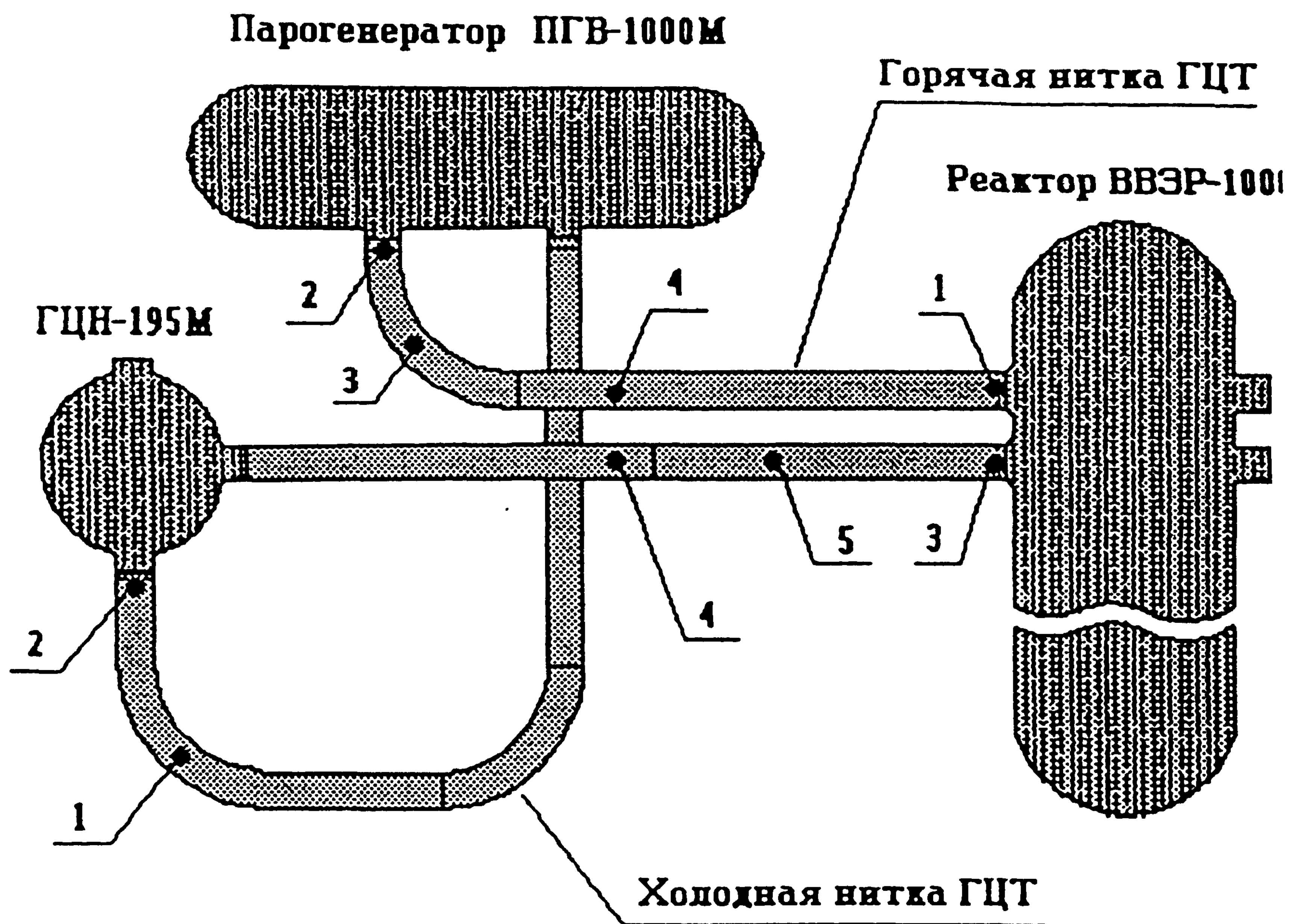


Рис. 192. Контролируемые точки главных циркуляционных трубопроводов (петля 1)

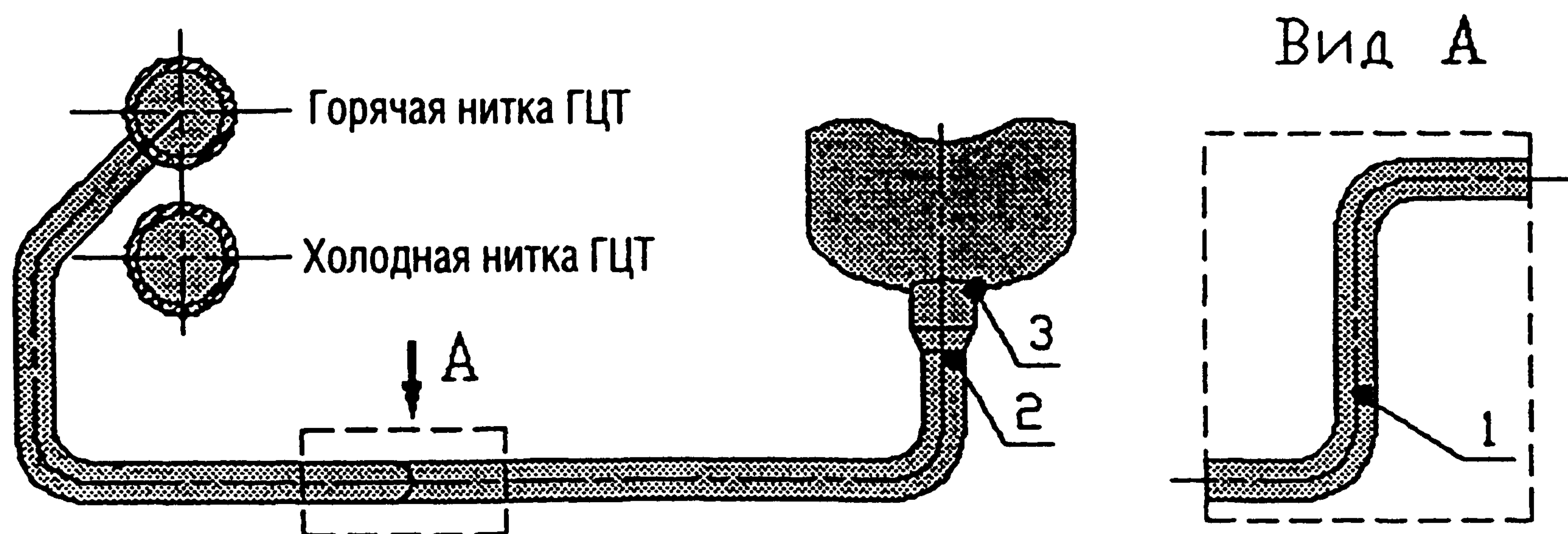


Рис. 193. Контролируемые точки трубопроводов система компенсации объема (дыхательный трубопровод КО):
● — контролируемые точки

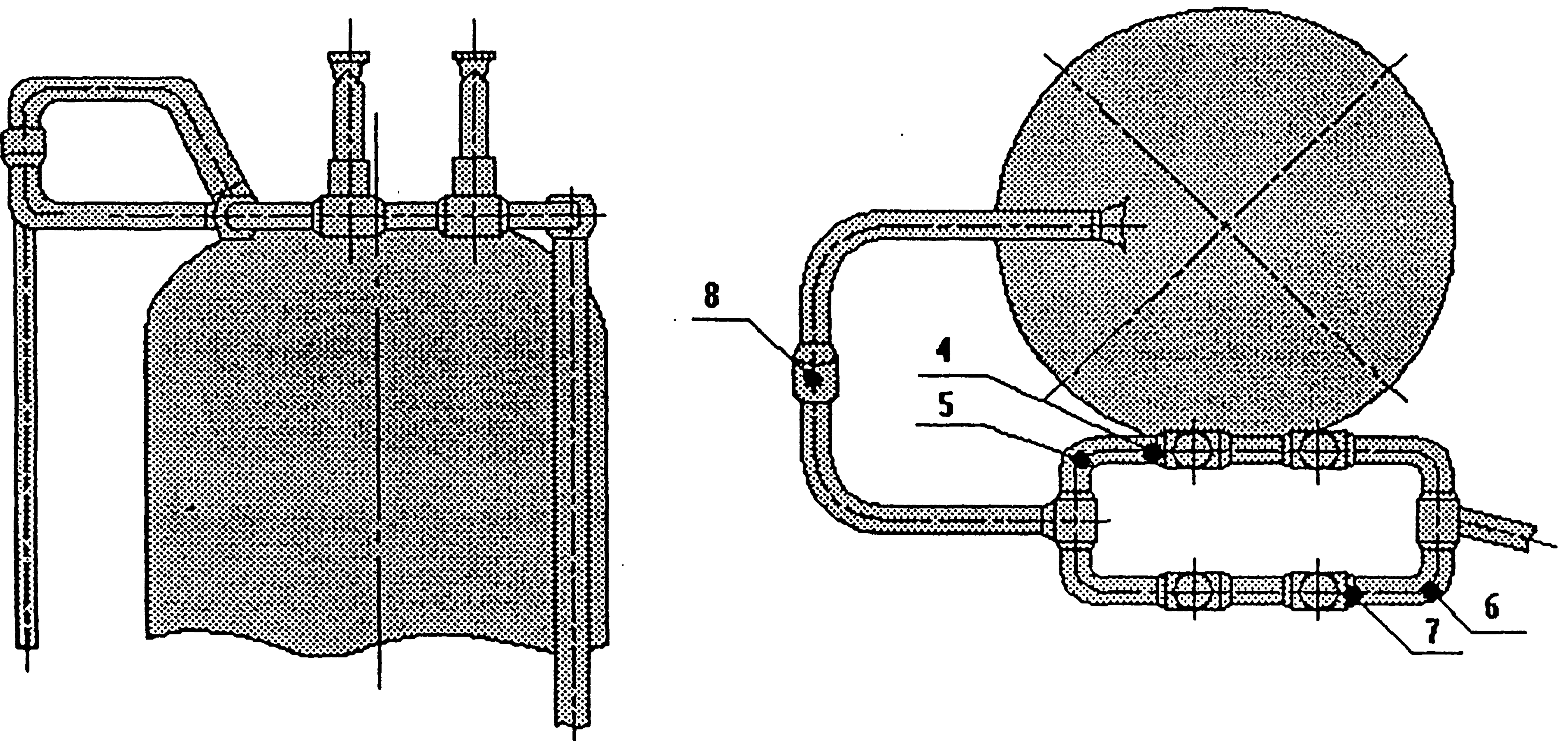


Рис. 194. Контролируемые точки трубопроводов системы компенсации объема (трубопровод впрыска в КО):
● — контролируемые точки

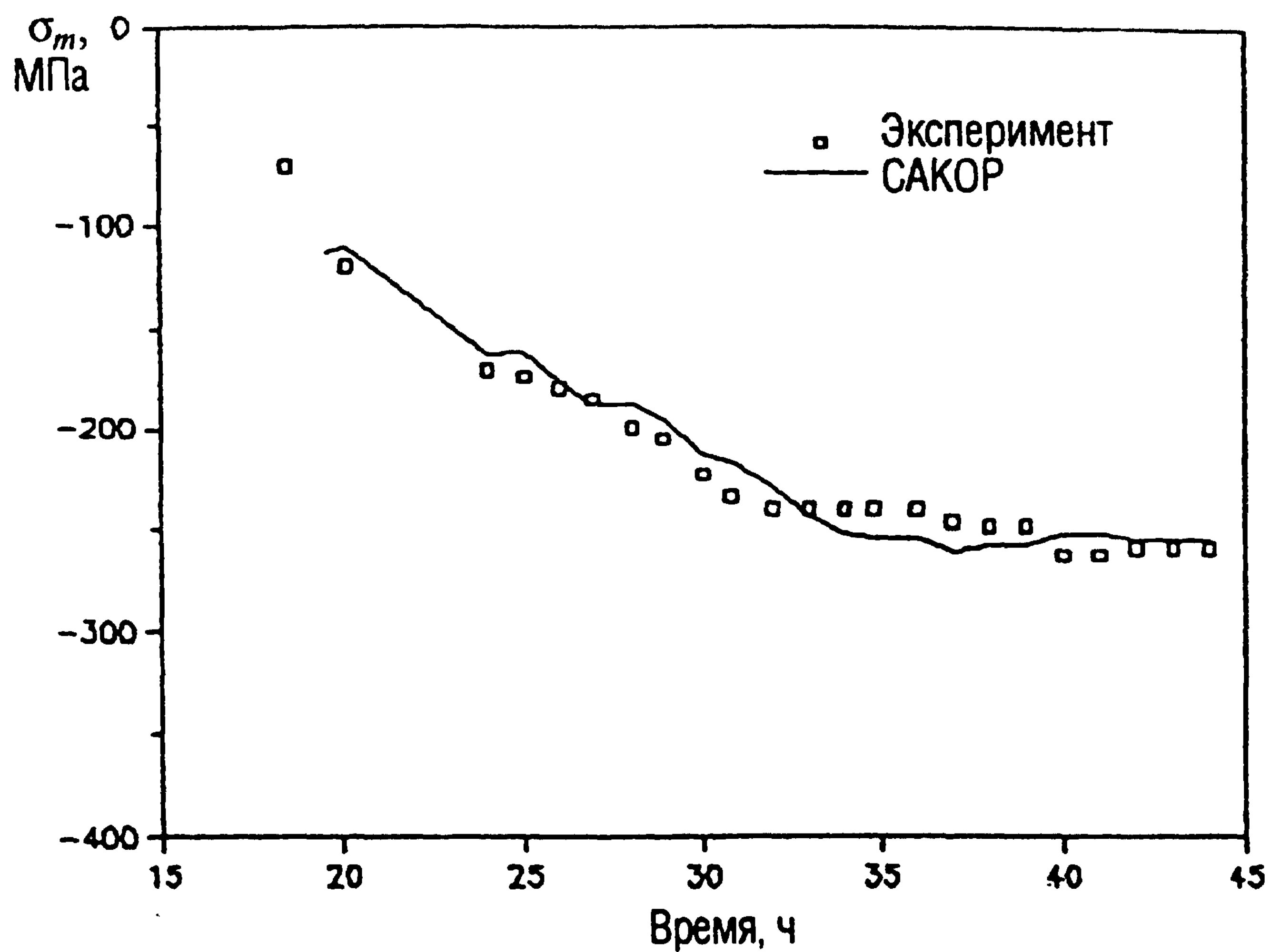


Рис. 195. График изменения меридианального напряжения σ_m на внутренней поверхности верхнего днища КО у сварного шва смотрового люка при разогреве РУ

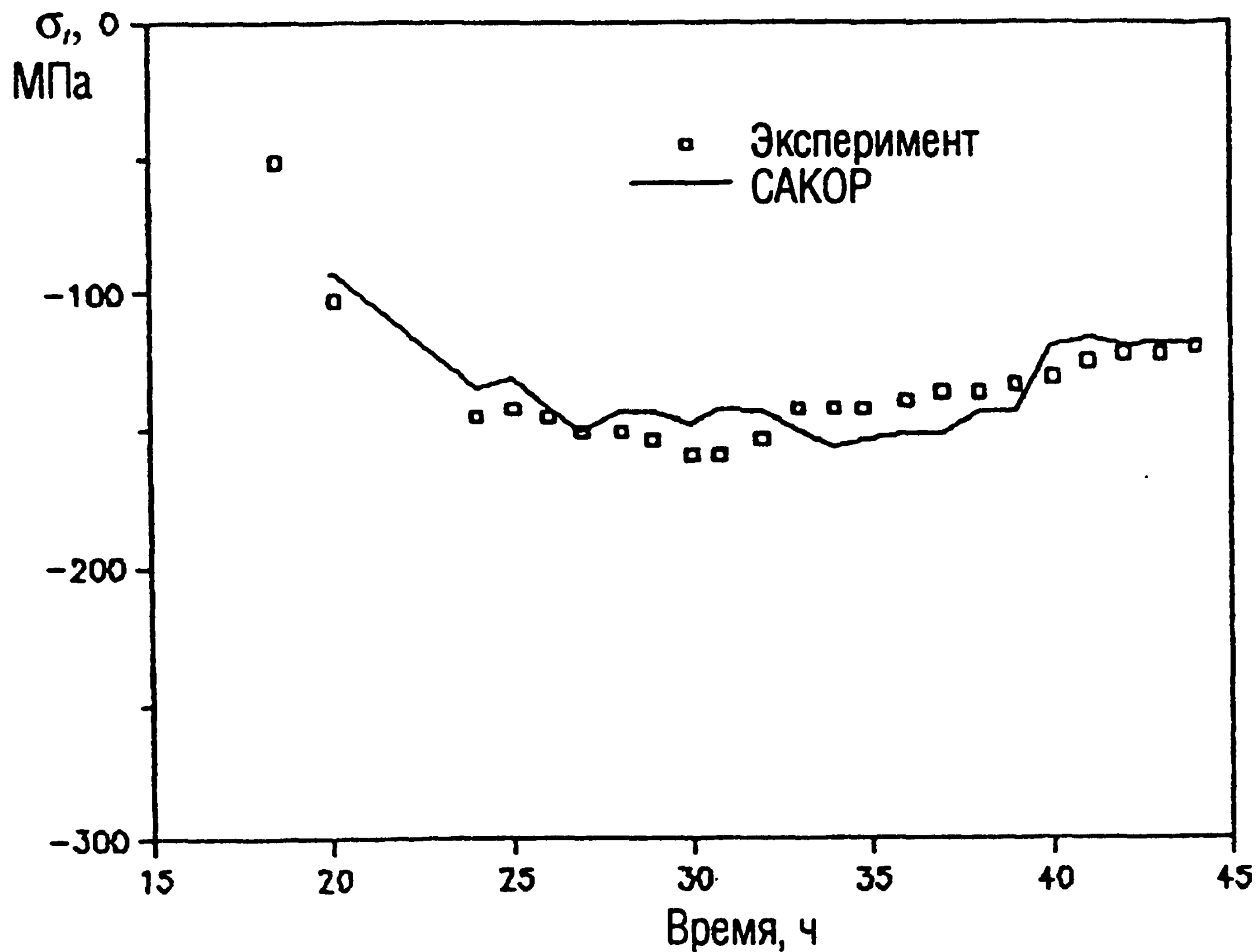


Рис. 196. График изменения тангенциального напряжения σ_t на внутренней поверхности верхнего днища КО у сварного шва смотрового люка при разогреве РУ

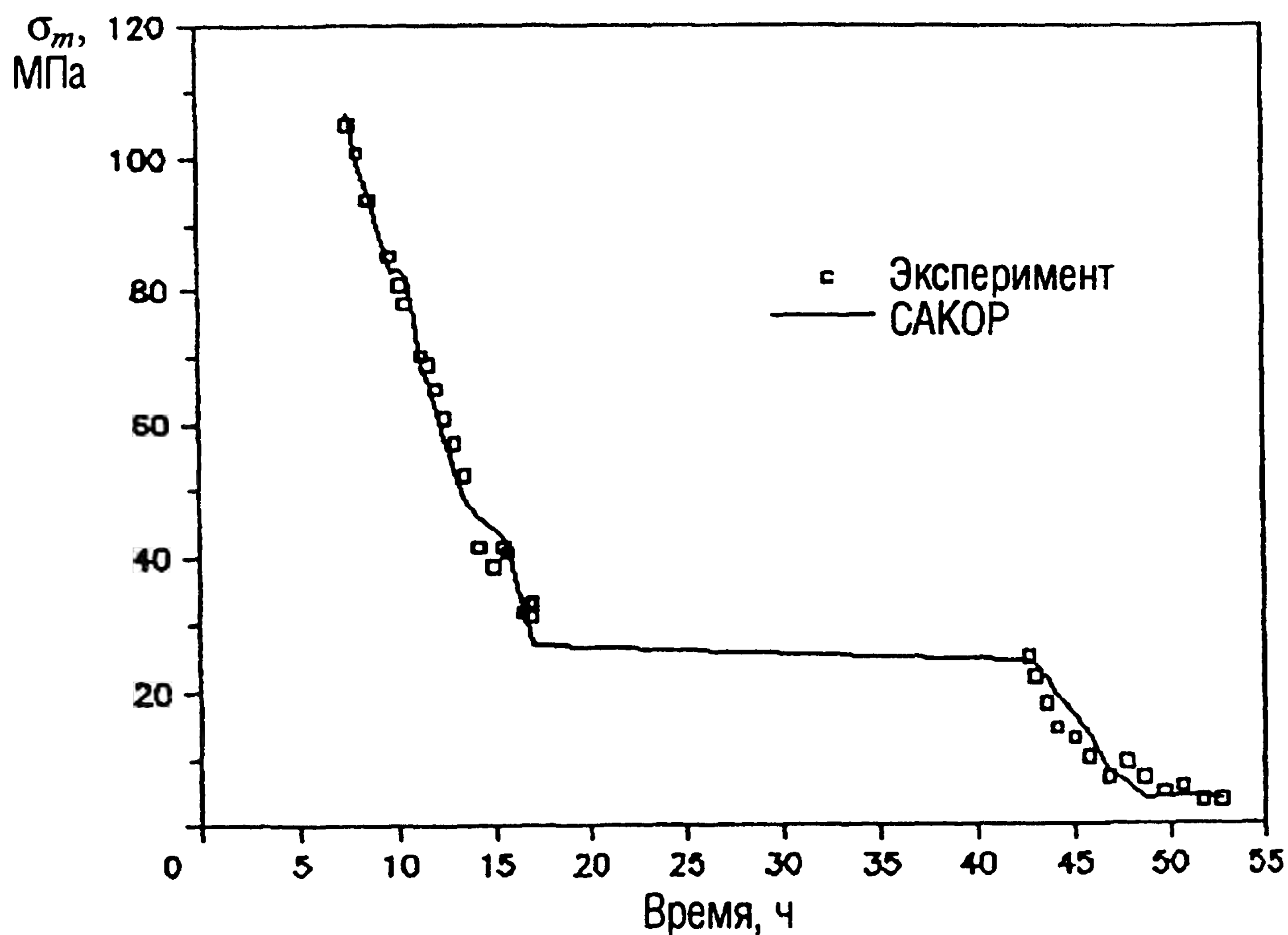


Рис. 197. График изменения меридианального напряжения σ_m на внешней поверхности патрубка впрыска КО при расхолаживании РУ

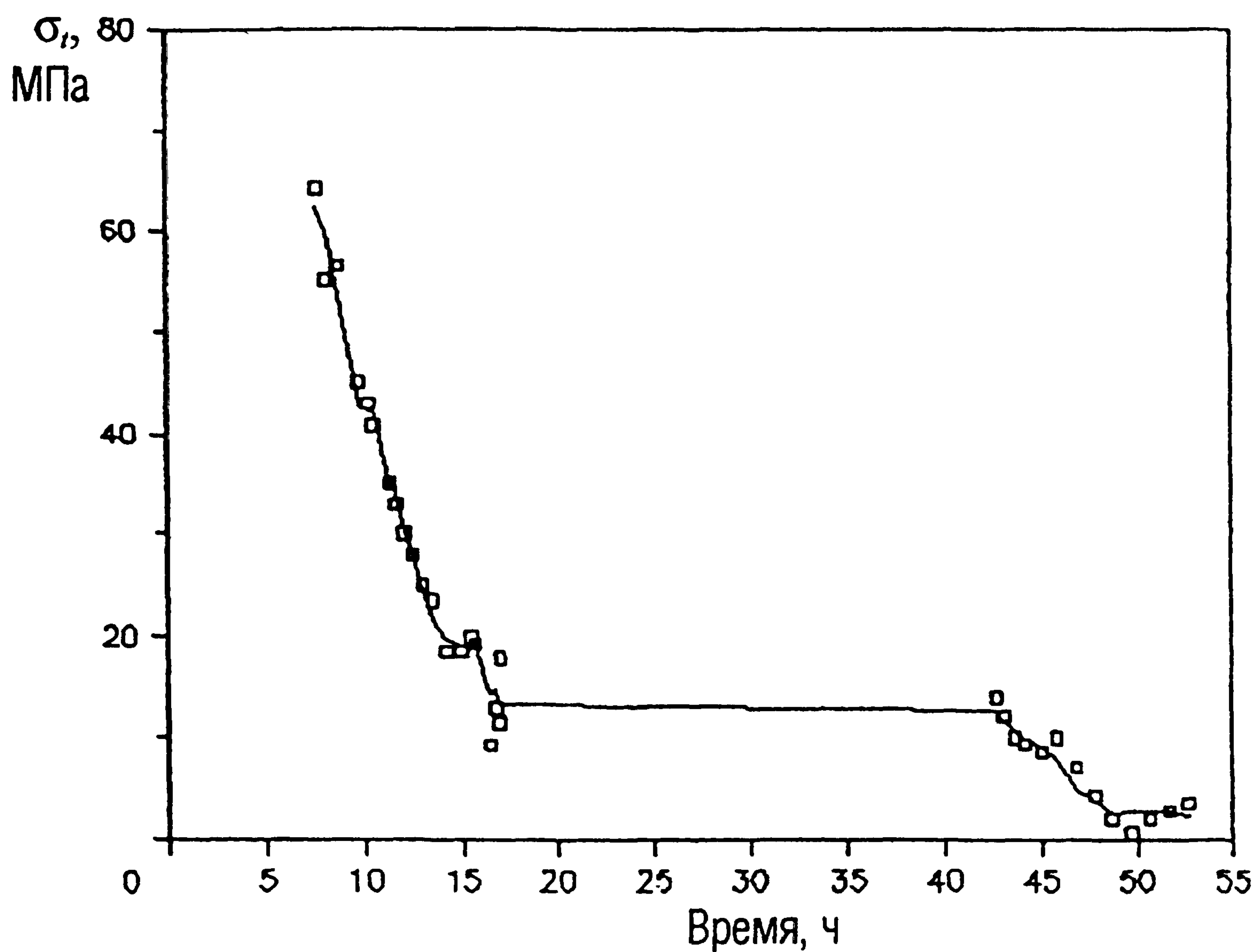


Рис. 198. График изменения тангенциального напряжения σ_t на внешней поверхности патрубка впраска КО при расхолаживании РУ

ведения дополнительного анализа прочности, ресурса и надежности.

Описанная выше система САКОР прошла в 1994 г. аттестацию в НТЦ Госатомнадзора и была рекомендована для использования на АЭС.

Зарубежным аналогом САКОР является система Фамос, разработанная немецкой фирмой Siemens-KWU. Отличием Фамос от САКОР является ее меньшая информативность (Фамос позволяет оценивать остаточный ресурс только по критерию сопротивления зарождению трещины усталости). Кроме того САКОР основана на экспериментальных результатах массового тензо- и термометрирования элементов конструкций первого контура и хорошо опробованных на практике отечественных методах расчета, что обеспечивает высокую достоверность выдаваемых ее результатов.

6.2. Ресурс и безопасность эксплуатации АЭС

Безопасность АЭС обеспечивается наличием 4-х барьеров безопасности и наличием дополнительных специальных систем безопасности (например САОЗ). Для того, чтобы указанные барьеры безопасности и системы безопасности выполняли свои функции, необходимо, чтобы они обладали прочностью и ресурсоспособностью.

Во время эксплуатации в металле конструкций происходит накопление повреждений. Наибольшие повреждения, превышающие пороговые значения (см. гл. 1 и 2), приводят к потере элементом конструкции свойства прочности и ресурсоспособности. Значительные повреждения могут привести к неожиданным разрушениям элементов конструкций, в том числе входящих в состав барьеров безопасности или систем безопасности. Такие разрушения могут создавать угрозу безопасности АЭС.

Таким образом, можно утверждать, что угрозу ресурсоспособности и безопасности эксплуатации АЭС создают одни и те же процессы повреждения металла элементов конструкций, протекающие во время эксплуатации.

Можно утверждать, что мероприятия, направленные на уточнен-

ный анализ прочности и ресурса, на обеспечение ресурсоспособности конструкций, одновременно способствуют повышению безопасности АЭС. И наоборот, ошибки и недостатки в работах по обоснованию и обеспечению ресурсоспособности элементов конструкций, могут создать угрозу безопасной эксплуатации АЭС.

6.3. Некоторые недостатки при решении ресурсных задач

6.3.1. Недостаточно корректное определение причин повреждений, выявленных во время эксплуатации [83 и др.]

Коллекторы ПГВ 440 (1975—82 гг.). Преждевременное исчерпание ресурса во время эксплуатации АЭС — это всегда сигнал о том, что в работах по обеспечению ресурса где-то на этапах проектирования, изготовления или эксплуатации имеются недоработки или ошибки. Очевидно, что без установления указанного недостатка или ошибки нельзя приступать к восстановлению ресурсоспособности поврежденного элемента конструкции. Без точного знания причин повреждения работы по восстановлению ресурсоспособности конструкции могут оказаться либо неэффективными, либо могут привести к тяжелым последствиям с точки зрения безопасности АЭС.

К сожалению, как в прошлом, так и в настоящем указанное правило не всегда выполняется.

В 1975 г. на III энергоблоке НВАЭС была зафиксирована течь из первого контура во второй в парогенераторе. Последующее обследование выявило, что течь происходила через сквозные трещины в районе 33 сварного шва приварки фланца к цилиндрической части коллектора (рис. 199).

Созданная для расследования повреждения коллектора ПГВ 440 межведомственная комиссия после продолжительного расследования сделала заключение, что причиной повреждений коллектора явилось «коррозионное растрескивание».

Так как «коррозионное растрескивание» является не причиной, а характеристикой повреждения, то работу комиссии для установления истинных причин повреждения коллектора следует признать неудовлетворительной.

Отсутствие знаний об истинных причинах повреждения коллектора привело впоследствии:

1) к трудностям в разработке и выборе эффективных вариантов восстановления проектного ресурса коллекторов на энергоблоках с РУ ВВЭР-440;

2) к потере времени и повреждению еще более сорока коллекторов в период с 1976 по 1982 гг. на АЭС с ВВЭР-440 у нас в стране и за рубежом;

3) к большим экономическим убыткам, связанным с ремонтом и простоем блоков во время ремонта.

Правильно причина повреждения коллекторов НГЦ 440 в районе 33 шва была установлена одним из системных методов анализа причин повреждения в работе [103], однако ее рекомендации не были приняты во внимание в полной мере.

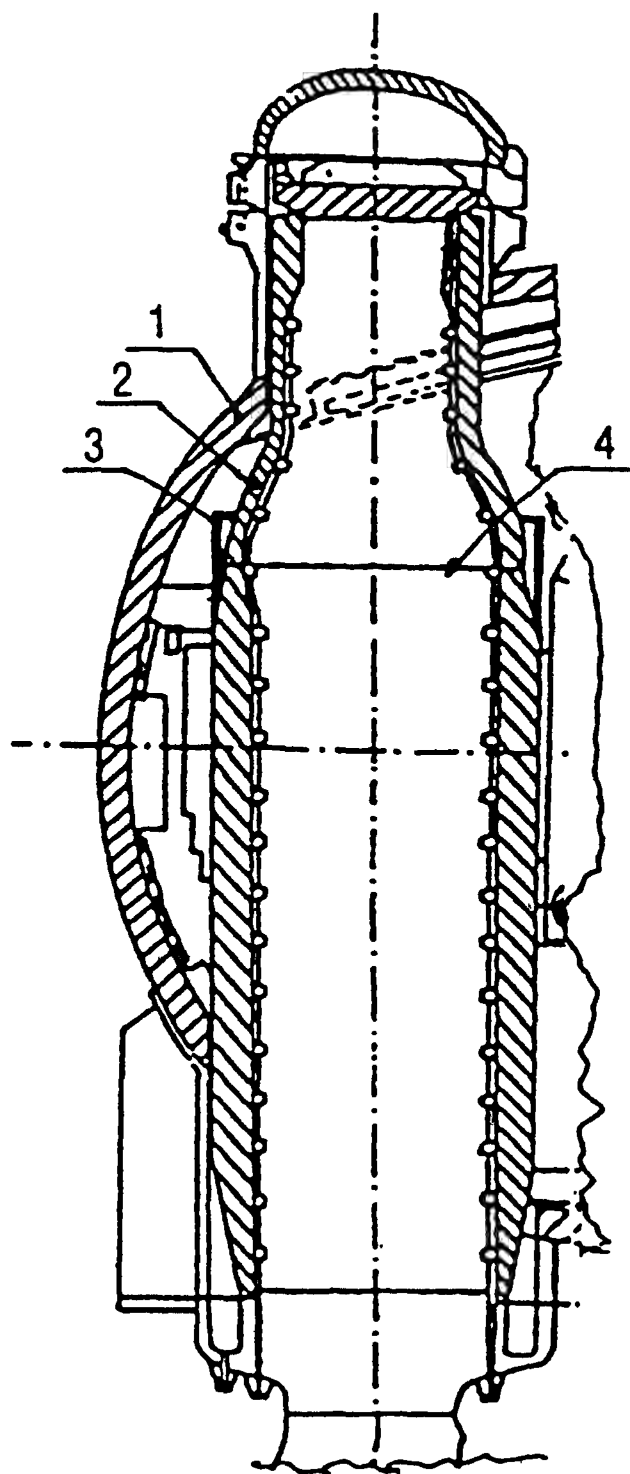


Рис. 199. Коллектор ПГ РУ ВВЭР-440:

1 — корпус ПГ; *2* — коллектор; *3* — выгородка; *4* — сварной шов 33

Коллекторы ПГВ 1000 (1986—1993 гг. и по настоящее время). Ситуация, аналогичная описанной выше, повторилась с коллекторами ПГВ 1000.

Как известно, ПГВ 1000 были «слабым» местом РУ ВВЭР-1000. I энергоблок с реактором такого типа был пущен в эксплуатацию в 1980 г. на НВАЭС, а II блок Южно-Украинской АЭС, на котором впервые было обнаружено повреждение ПГВ 1000 — в 1985 г. В 1986 г. произошла первая поломка ПГВ 1000: в коллекторе, изготовленном из стали 10ГН2МФА, имеющем толщину стенки 170 мм, была обнаружена сквозная трещина протяженностью 1300 мм. Парогенератор был заменен на новый, а блок простоял в ремонте более года. Как только специалисты, исследовавшие причину повреждения коллектора ПГВ 1000 заявили, что причиной повреждения коллектора является «коррозионное растрескивание», а представите-

ли конструкторской организации предоставили новый поверочный расчет прочности и ресурса, подтверждающий возможность безаварийной работы коллектора на протяжении 30 лет эксплуатации, как произошли поломки еще трех ПГВ 1000 (1987 г.). В 1988 г. вышло из строя еще 8 ПГВ 1000. Поток отказов нарастал, и к настоящему времени из-за повреждений ПГВ 1000 в зоне холодного коллектора и пучков теплообменных трубок было заменено 34 парогенератора. Убытки от ненадежной работы парогенераторов были очень велики и по порядку величины начали приближаться к убыткам от Чернобыльской аварии. Время эксплуатации ПГ до обнаружения повреждения лежало в диапазоне от 1 до 8 лет эксплуатации (по состоянию на 1993 г.).

Анализ причин повреждения коллекторов ПГЦ 1000, выполненный в 1987—88 гг. позволил только частично определить причину повреждения и выявить один из главных факторов, обусловивших сильное сокращение ресурса эксплуатации ПГ — заневоливание коллектора в процессе запрессовки теплообменных трубок. Устранение этого фактора (операцией разневоливания коллектора) привело к резкому снижению темпа развития повреждения коллекторов, однако до конца не решило проблему ресурсоспособности, а также надежной и безопасной эксплуатации коллекторов. Окончательному решению проблемы коллекторов ПГВ 1000 по прежнему препятствует не достаточно корректное определение причин повреждения, которое на сегодня формулируется как: «коррозионно-механическое растрескивание в условиях существования высокого уровня суммарных напряжений (технологических и эксплуатационных), приводящих к замедленному пластическому деформированию металла перемычек, связанному с процессами низкотемпературной ползучести, а также в условиях воздействия коррозионной среды, активность которой значительно возрастает при такого рода деформировании с учетом снижения pH среды в щелевых зазорах» [112 и др.].

Приведенная формулировка причин повреждения отличается от указанного выше «коррозионного растрескивания» только заменой «коррозионного» на «коррозионно-механическое», что ничего не меняет, так как коррозионное растрескивание всегда происходит при наличии механических напряжений. Так же ни-

чего не проясняет и перечисление других факторов, обычно всегда воздействующих на элементы конструкции РУ АЭС во время эксплуатации. В рамках сформулированных причин невозможно также понять, почему отремонтированный сваркой в 1991 г. коллектор на Южно-Украинской АЭС до обнаружения повреждения проработал всего 1 год, а после ремонта — работает уже без замечаний 9 лет.

Описанная ситуация с коллекторами ПГВ 1000 связана не с недостатком квалификации или опыта специалистов, а с принципиальными недостатками и ограниченными возможностями существующей и принятой в ядерной энергетике технологии ресурсного проектирования (см. разд. 1.3).

Правильное установление причин повреждения коллекторов выполнено на основе системной технологии в работе [105], проведенной в 1990 г.

Трубопроводы Ду 300 на АЭС с РБМК (1996 г. и по настоящее время). Ситуация, аналогичная описанным выше, сложилась также в связи с новой проблемой безопасности, обусловленной массовыми трещинами, выявленными на трубопроводах и коллекторах Ду 300 из аустенитной стали на АЭС с РБМК. Вот как эта проблема описана в работах [111, 112 и др.]:

«Новые проблемы безопасности. Проблемы трубопроводов Ду 300 на АЭС с реакторами типа РБМК. В 1996-1998 гг. АЭС с реакторами типа РБМК-1000 было выявлено массовое растрескивание сварных соединений трубопроводов диаметром 325 мм из аустенитной стали. Штатный радиографический контроль, проводимый в рамках действовавших типовых программ, не выявлял на должном уровне достоверности всех имеющихся трещин, возникших в процессе длительной эксплуатации. Оперативная разработка и последующее внедрение специалистами НИКИЭТ в сотрудничестве с ГНЦ «ЦНИИТМАШ» современной методики ультразвукового контроля головными волнами позволило обеспечить выявляемость продольных относительно оси шва трещин, развивающихся с внутренней поверхности сварного соединения. После проведения испытаний разработанные методики были включены в типовую программу контроля и с 1997 г. успешно применяются на российских АЭС.

Суть проблемы: в процессе штатного эксплуатационного контроля металла обнаружены несквозные дефекты в сварных соединениях трубопроводов Ду 300, изготовленных из аустенитной стали. Впервые с этой проблемой столкнулись на западных АЭС с реакторами типа PWR и BWR.

Метод решения: Контроль и ремонт. Совершенствование методик и средств контроля, применение новой ремонтной оснастки и внедрение усовершенствованных процессов сварки. В перспективе — использование методов перераспределения напряжений в сварных соединениях и аустенизация. Выполнение этих операций требует значительных трудо- и дозозатрат.»

Что же настораживает в описанной выше ситуации с трубопроводами ДУ 325?

1. Отсутствуют сведения о причинах повреждения трубопроводов. Ссылки на повреждения на западных АЭС в данном случае лишь свидетельствуют о том, что западная технология ресурсного проектирования не лучше отечественной. Не установив причин, приведших к преждевременному исчерпанию ресурса, эксплуатирующая организация становится на путь принятия недостаточно эффективных технических решений, не препятствующих в полной мере внезапному полному гильотинному разрыву трубопроводов Ду 325 мм и возникновению аварии с большими радиационными последствиями.

2. Метод решения проблемы: контроль и ремонт. О качестве ремонта в условиях радиации и тяжелых производственных условиях АЭС говорить не будем. Рассмотрим качество контроля, применяемого для выявления трещин — радиографического и ультразвукового. О качестве радиографического неразрушающего контроля в статье [104] сказано — «не выявлял достоверно всех имеющихся трещин». Однако многочисленные исследования достоверности ультразвукового контроля также показали его низкую достоверность. Так, в рамках программы PISC, выполняемой в течение 20 лет 16-ю западными странами, включая США и Японию, было показано, что в настоящее время невозможно достигнуть 100%-ной достоверности ультразвукового контроля, а, следовательно, и 100%-ного выявления всех имеющихся в элементах конструкций дефектов. Аналогичные результаты приме-

нительно к советским АЭС были получены автором, в том числе и для трубопроводов из аустенитных сталей (эти результаты, а также результаты программы PISC изложены в монографии [23]).

Таким образом, применение контроля и ремонта не гарантирует пропуска в эксплуатацию трубопроводов с трещинами большого размера, могущих привести его к внезапному полному разрушению.

3. Использование методов перераспределения напряжений в условиях недостаточной достоверности неразрушающего контроля не только не способствует повышению надежности и безопасности эксплуатации реактора РБМК-1000, но наоборот, приводит к ускорению роста трещин, вершины которых попадут в зону растягивающих остаточных напряжений, а, следовательно, к повышению вероятности аварии.

Таким образом, и в случае с трубопроводами Ду 325 мм существующая технология ресурсного проектирования не позволяет однозначно разобраться в природе ресурсоспособности, и разработать эффективные технические мероприятия, позволяющие продолжить безопасную эксплуатацию АЭС.

6.3.2. Узкоспециализированный подход к вскрытию резервов прочности (проблема корпусов реакторов ВВЭР)

Проблемы прочности и ресурсоспособности элементов конструкций, возникающие во время эксплуатации — это, как правило, всегда сложные проблемы, для своего правильного и адекватного решения требующие участие специалистов в области конструкционной прочности, обладающих высокой квалификацией и владеющих методологией системного подхода.

Однако нередки случаи, когда решение задачи происходит с узкоспециализированных позиций (материаловедческих, технологических, сварочных, дефектоскопических и т.п.) и тогда решение задачи затягивается, атомная станция несет неоправданно большие материальные убытки, но что самое плохое, из-за того, что нет ясности в понимании природы прочности рассматриваемого элемента конструкции, возникает реальная угроза безопасности эксплуатации АЭС.

Выше уже частично касались подобных случаев. Например, в разд. 5.2.3, посвященном проблеме ТОТ II блока БалАЭС, отмечалось, что дважды (в 1996—1998 гг.) предлагалось прекратить эксплуатацию ПГ. Особенно настойчиво такие предложения исходили от специалистов в области дефектоскопии и коррозии металлов в 1998 г. Однако всякий раз побеждала точка зрения, связанная с комплексной оценкой состояния ПГ и обеспечения возможности безопасной эксплуатации, правильность чего затем подтверждалась последующей эксплуатацией ПГ.

Таким же примером одностороннего подхода решения задачи конструкционной прочности, однако длящейся уже более двух десятков лет, является проблема корпусов реакторов ВВЭР.

Как известно, в 1978 г. была выявлена повышенная чувствительность корпусной стали 15Х2МФА к облучению нейтронами с энергией >0,5 МэВ, что поставило на повестку дня вопрос о сопротивлении хрупкому разрушению корпусов реакторов энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-440. Возникшая проблема решалась с позиций радиационного материаловедения и свелась, по существу, к разработке, обоснованию и реализации технологии отжига металла корпусов реакторов, находящихся в эксплуатации. На указанные работы были затрачены большие временные и материальные ресурсы, однако кардинально проблема так и не была решена. Более того, проводить отжиги предлагалось также и на корпусах реакторов типа ВВЭР-1000. Указанный подход, безусловно, явился крупным шагом вперед в области радиационного материаловедения.

Однако, опасность ситуации состоит в том, что решение проблемы конструкционной прочности корпусов реакторов типа ВВЭР только на основе радиационного материаловедения и отжигов не гарантирует высокий уровень безопасности эксплуатации корпусов, (см., например, работу [1]). Узкоспециализированный подход к проблеме корпусов не позволил рассмотреть комплексно вопрос об их реальной прочности и ресурсоспособности, а ориентация на гипотетический, расчетный размер трещины в стенке реального корпуса, находящегося в эксплуатации на АЭС, ограничивает работы по обеспечению их безопасности рамками общей почти академической задачи, не имеющей прямого отношения к конкретным корпусам ВВЭР.

Основные направления комплексных исследований, позволяющих вскрыть истинный уровень прочности и ресурсоспособности корпусов реакторов типа ВВЭР, описаны в разд. 3.6.

6.4. Совершенствование нормативно-методической базы в области исследований и обеспечения ресурса элементов конструкций во время эксплуатации АЭС

Получаемый в процессе решения ресурсных задач на АЭС опыт систематически анализировался и обобщался. Одним из основных результатов указанной работы явились нормативные материалы в виде методик, инструкций, методических рекомендаций, согласованных с Госатомнадзором России и разрешенных к применению на АЭС в установленном порядке.

Ниже перечислены основные из этих материалов с кратким пояснением характера задач, позволяющих решать с использованием данного материала.

1. Временная методика расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС. — М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, 1991 г.

Методика позволяет проводить уточненную оценку остаточного ресурса корпусов, трубопроводов и других элементов конструкций и деталей РУ АЭС с учетом основной ресурсной характеристики — числа и характера режимов эксплуатации АЭС, а также фактического состояния металла и условий эксплуатации.

2. Методические рекомендации к временной методике расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС. — М.: ВНИИАЭС, 1991 г.

Методические рекомендации разработаны с учетом опыта обсуждения временной методики на курсах повышения квалификации для специалистов АЭС, организованной ВИПК «Энерго» в 1990 и 91 гг.

3. Методика расчета допустимых несплошностей металла оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС. — М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, ЦНИИТМАШ, ИМАШ, 1988 г. (1 редакция), 1991 г. (2 редакция).

Методика позволяет проводить уточненные оценки остаточного ресурса элементов конструкций и деталей АЭС, содержащих

несплошности металла (трещины, непровары, поры и т.п.) с учетом числа и характера режимов эксплуатации, состояния металла и конструкции в целом, а также вязких, квазихрупких и хрупких состояний металла конструкции.

4. Инструкция по исследованию состояния металла трубопроводов АЭС с помощью вырезок после 100 тыс. ч эксплуатации. — М.: ВНИИАЭС, Минатомэнерго СССР, АИ-35-17-86. 1987 г.

Инструкция позволяет проводить экспериментальные исследования старения металла во время эксплуатации АЭС и таким образом получать необходимые данные, используемые при оценке остаточного ресурса эксплуатации.

5. Инструкция эксплуатационного контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС с ВВЭР-440, АИУ. — М.: ВНИИАЭС (пересматривается каждые 3 года).

Инструкция позволяет оценивать остаточный ресурс и возможность продолжения эксплуатации по фактическому состоянию металла конструкций РУ ВВЭР 440.

6. Инструкция эксплуатационного контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС с ВВЭР-1000, АИУ. — М.: ВНИИАЭС (пересматривается каждые 3 года).

Инструкция позволяет оценивать остаточный ресурс и возможность продолжения эксплуатации по фактическому состоянию металла конструкций с РУ ВВЭР-1000.

7. Инструкция эксплуатационного контроля состояния основного металла. сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС с РБМК-1000, АИУ. — М.: ВНИИАЭС.

Инструкция позволяет оценивать остаточный ресурс и возможность продолжения эксплуатации по фактическому состоянию металла конструкций РУ РБМК-1000.

8. Инструкция. Определение механических свойств металла оборудования АЭС безобразцовыми методами — М.: ВНИИАЭС, № ОЭ-139/82, 1982 г.

Инструкция позволяет простым и быстрым способом, без повреждения конструкции, оценить степень старения и фактический уровень механических свойств основных конструкционных

сталей реакторных установок типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1000 и РБМК-1500. Полученная экспериментальным способом информация учитывается при уточненной оценке остаточного ресурса.

9. Технические требования к применению концепции «Течь перед разрушением» для трубопроводов действующих АЭС. — М.: ВНИИАЭС, НТЦ Госатомнадзор России, ОКБ Гидропресс, НИКИЭТ, 1995 г.

Технические требования были использованы для продления срока эксплуатации энергоблоков с ВВЭР-440 в случае исчерпания ресурса по причине морального старения.

10. «Нормы оценки качества сварных соединений напорного и всасывающего коллекторов и трубопроводов Ду 800 КМПЦ РБМК-1000 и РБМК-1500 в эксплуатации». — М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, МоАЭП, ЦНИИТМАШ, 1990 г.

Нормы позволяют быстро оценить остаточный ресурс и возможность продолжения эксплуатации в пределах назначенного срока службы элементов конструкций, содержащих дефекты несплошности металла.

11. Нормы дефектов (критерии глушения) теплообменных трубок ПГ РУ типа ВВЭР-1000. — М.: ВНИИАЭС, ОКБ Гидропресс, 1998 г.

Нормы позволяют оценить остаточный ресурс и возможность продолжения эксплуатации в пределах назначенного срока службы теплообменных трубок парогенераторов РУ типа ВВЭР-1000 при обнаружении несплошностей металла во время эксплуатации.

12. Методика определения остаточного ресурса эксплуатации теплообменных трубок ПГ РУ типа ВВЭР-1000. — М.: ВНИИАЭС, ОКБ Гидропресс. 1998 г.

Методика позволяет с повышенной точностью определить остаточный ресурс эксплуатации ТОТ с учетом фактического состояния металла, трубок и фактических условий эксплуатации.

13. Методика определения остаточного ресурса эксплуатации коллекторов ПГ РУ типа ВВЭР-1000. — М.: ВНИИАЭС. ОКБ Гидропресс, 1998 г.

Методика позволяет с повышенной точностью определить остаточный ресурс коллекторов с учетом фактического состояния

металла и конструкций, а также с учетом фактических условий эксплуатации.

14. Методика оценки уровня безопасности ПГ, находящихся в эксплуатации на АЭС с реакторами типа ВВЭР-440. — М.: ВНИИАЭС, ОКБ Гидропресс, 1998 г.

Методика позволяет оценить фактический уровень безопасности элементов конструкций ПГ (коллекторов, ТОТ, корпусов) в процессе работ по оценке и управлению ресурсом.

Перечисленные выше нормативно-методические материалы в совокупности с «Нормами прочности АЭС» позволяют решать большую часть задач по оценке и обоснованию мероприятий для обеспечения заданного уровня ресурсоспособности конструкций АЭС во время эксплуатации. Однако, в связи с тем, что они были разработаны в разное время и обобщают опыт решения отдельных «локальных» ресурсных задач, возникавших на АЭС в разное время, в настоящее время назрела необходимость в их пересмотре и обобщении с позиций единой методологии, новейшего опыта и новейших ресурсных задач, стоящих перед отраслью.

При выполнении этой работы необходимо также внести соответствующие изменения в документы более высокого уровня, в том числе в «Правила устройства и безопасной эксплуатации АЭС» [5], ОПБ 88 [21] и «Нормы прочности АЭС» [4].

6.5. О необходимости промышленного внедрения новых методов и технологий оценки и обеспечения ресурса в масштабах отрасли

Выше была показана эффективность практического применения новых методов и технологий при решении отдельных ресурсных задач, возникавших во время эксплуатации АЭС. Очевидно, что широкое промышленное внедрение указанных методов и технологий на АЭС позволит принципиально изменить ситуацию с обеспечением ресурса, надежности и безопасности конструкций действующих АЭС. Необходимость такого внедрения определяется принципиальными недостатками существующей технологии ресурсного проектирования и организации эксплуатационного контроля, которые приводят к:

непредсказуемости фактического ресурса эксплуатации кон-

кретного элемента конструкции АЭС; отказы могут произойти в любой момент, в том числе и во время эксплуатации, что создает угрозу безопасности АЭС;

неэффективности существующей системы эксплуатационного контроля, которая не обеспечивает гарантированного ресурса даже на межконтрольный период;

неоправданно высоким материальным затратам, связанным с контролем и восстановлением ресурсоспособности поврежденных элементов конструкций АЭС.

Оценки показывают, что реорганизация существующей системы контроля и обеспечения ресурса на АЭС на основе описанных выше методов и технологий, выполненная на единой методологической основе системного подхода к проблеме обеспечения ресурса, надежности и безопасности конструкций действующих АЭС [28], позволит получить следующие результаты.

1. Существенно повысить ресурсоспособность, надежность и безопасность эксплуатации конструкций АЭС, практически исключив из практики эксплуатации внеплановые остановки энергоблоков по причине отказов элементов конструкций и деталей оборудования АЭС.

2. Существенно (до 20%) снизить затраты на эксплуатацию АЭС путем научной организации работ, связанных с контролем и обеспечением ресурсоспособности конструкций во время их эксплуатации.

Наиболее удобными для внедрения с организационной, технологической и финансовой точек зрения являются энергоблоки, которые вводятся в эксплуатацию (новые энергоблоки) или энергоблоки, для которых планируется увеличение 30-летнего назначенного срока службы.

6.6. Некоторые вопросы совершенствования организации работ по контролю и обеспечению ресурса на АЭС

С учетом ведущей, первостепенной роли «человеческого фактора» в формировании фактического уровня надежности и безопасности эксплуатации АЭС (в том числе и ее ресурса) [113], а также с учетом того, что свойство прочности является важнейшим свойством конструкций АЭС, практически полностью опре-

делающим их ресурсоспособность, надежность и безопасность, следует особое внимание обратить на наличие в отрасли специалистов в области конструкционной прочности. По-видимому, настало время, когда на каждой АЭС должен быть специалист, который по образованию и практическому опыту работы знаком и владеет методами и технологиями оценки и обеспечение ресурса конструкций во время их эксплуатации.

Особая роль руководства отрасли в формировании как «культуры безопасности», так и фактического уровня безопасности АЭС (а, следовательно, и надежности и ресурсоспособности конструкций АЭС) состоит в обеспечении руководящего ядра отрасли специалистами в области конструкционной прочности.

Специальные образовательные курсы по методам и технологиям оценки и обеспечения ресурсоспособности конструкций во время их эксплуатации, должны читаться как в учебных институтах для соответствующих специальностей, так и на курсах повышения квалификации для работников АЭС.

Организационная структура АЭС и отрасли, по-видимому, должна быть проанализирована с позиций важного значения работ в области контроля и обеспечения ресурса, с учетом понимания того, что наука о прочности является методологический основой всей совокупности работ, выполняемых на АЭС и в отрасли в целом в части неразрушающего контроля, оперативной диагностики, контроля термогидравлических режимов эксплуатации, ведения водо-химических режимов, ремонта и реконструкции оборудования, гидроиспытаний и освидетельствования оборудования. Важнейшим элементом организации работ при этом может стать специальный инженерный центр, который должен иметь реальную возможность управления работами по обеспечению ресурсом конструкций АЭС. Через центр могли бы привлекаться и эффективно использоваться кадры в области прочности, имеющиеся в конструкторских и технологических организациях, а также в академических и учебных институтах, в отраслевых институтах смежных отраслей.

Важным элементом повышения «культуры безопасности», а, следовательно, культуры обеспечения ресурса на стадиях конструирования, изготовления, монтажа и эксплуатации явилось бы совер-

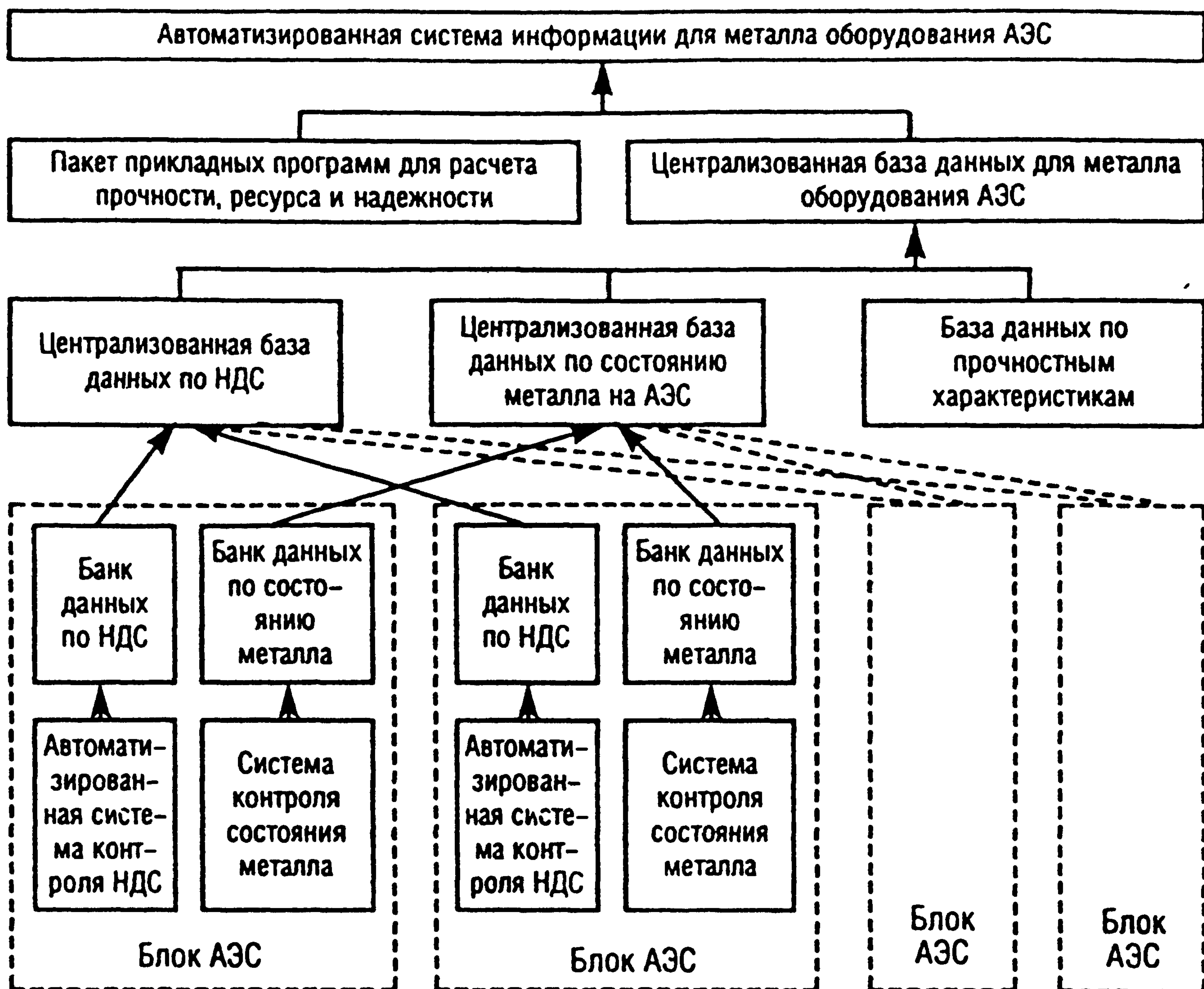


Рис. 200. Структура автоматизированной системы информации о состоянии металла оборудования и трубопроводов и трубопроводов (НДС — напряженно-деформированное состояние). Банк данных по НДС обеспечивается САКОР

шенствование законодательства и норм в области ответственности и поощрений за качественную и некачественную работу соответствующих организаций. Сегодня, к сожалению, преимущества имеют те организации, которые спроектировали недостаточно надежное оборудование. На доработку и обеспечение надежности такого оборудования эксплуатирующая организация нередко выделяет большие средства. В то же время проектировщики и изготовители качественного оборудования, длительное время работающего без замечаний, никак не поощряются.

Необходимы также систематические работы в области анализа и обобщения опыта эксплуатации, создания централизованного банка информации о конструкциях и оборудовании АЭС и централизованного использования этой информации при оценке и обеспечении ресурса, что особенно важно для конструкций и

оборудования с большим сроком эксплуатации. Так, информация о монтажных напряжениях в ГКЦ энергоблоков ЮУАЭС и БалАЭС (см. разд. 3.6), нигде в обязательном и легкодоступном виде не хранится, а ведь она имеет важнейшее значение при увеличении назначенного срока службы, обосновании возможности безопасной эксплуатации при выявлении дефектов сплошности металла или решении других аналогичных вопросов.

Один из вариантов технологии выполнения работ в масштабах отрасли на современном уровне показан на рис. 200. Основой такой технологической схемы могли бы стать система САКОР, а также хорошо опробованные на практике методы и компьютерные программы на их основе, описанные выше в настоящей монографии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Махутов Н.А.** Процессы эксплуатационного нагружения и повреждения// Энциклопедия машиностроения. T.IV-3. Надежность машин. М.: Машиностроение, 1998.
2. **Гетман А.Ф.** Системный метод обеспечения прочности оборудования и трубопроводов АЭС во время эксплуатации// Надежность и долговечность машин и сооружений. 1986. № 10. С. 3–15.
3. **Гетман А.Ф.** Некоторые вопросы исследования конструкционной прочности оборудования АЭС с использованием системного подхода Сообщение 1. Систематизация объекта исследованиям//Проблемы прочности. 1981. № 1. С. 111–115.
4. **Нормы** расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. М.: Металлургия, 1989. С. 525.
5. **Правила** устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. ПН АЭГ-7-008-89. М.: Энергоатомиздат. С. 168.
6. **Нестеренко Г. И.** Основы ресурсного проектирования машин// Энциклопедия машиностроения. Т. VI-3. Надежность машин. М.: Машиностроение, 1998.
7. **Трощенко В.Т., Сосновский Л.Н.** Сопротивление усталости металлов и сплавов. Киев: Наукова думка, 1987. С. 1303.
8. **Анализ** возможности и условий безопасной эксплуатации теплообменных трубок ПГВ 1000 на 2 блоке Балаковской АЭС с учетом повреждений. Технический отчет ВНИИАЭС. ОКБ Гидропресс, Балаковской АЭС и концерна Росэнергоатом/ А.Ф. Гетман, Б.И. Лукасевич, В.Ф. Титов и др. М.: 1996. 9. Серенсен С.В. Сопротивление материалов усталостному и хрупкому разрушению. М.: Атомиздат, 1975.
9. **Серенсен С.В.** Сопротивление материалов усталостному и хрупкому разрушению. М.: Атомиздат, 1975.
10. **Махутов Н.А.** Сопротивление элементов конструкций хрупкому разрушению. М.: Машиностроение, 1973. С. 200.
11. **Радиационная** повреждаемость и работоспособность конструкционных материалов/А.Д. Амаев, Л.М. Крюков, П.М. Нехлюдов и др. М.: Политехника, 1977. С. 312.

12. **Радиационное** повреждение стали корпусов водо-водяных реакторов/ Н.Н. Алексеенко, А.Д. Амаев, И.В. Горынин и др. М.: Энергоатомиздат, 1981. С. 192.
13. **Балашов В.Д., Вотинов С.Н., Прохоров В.И.**// Радиационная физика твердого тела и реакторное материаловедение. М.: Атомиздат, 1970. С. 101–115.
14. **Правила** контроля сварных соединений и наплавок узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок. ПК 1514-72. М.: Металлургия, 1974. С. 70.
15. **Оборудование** и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля. М.: Энергоатомиздат, 1991. С. 114.
16. **Инструкция** эксплуатационного контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС с ВВЭР-440.АИУ. М.: ВНИИАЭС. 2000 г. (а также 1997, 1994 и др.).
17. **Инструкция** эксплуатационного контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС с ВВЭР-1000. АИУ. М.: ВНИИАЭС. 1998 г. (а также 1995, 1992 и др.).
18. **Инструкция** эксплуатационного контроля состояния основного металла, сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС с РБМК-1000. АИУ. М.: ВНИИАЭС. 1999 г. (а также 1996, 1993 и др.).
19. **Инструкция** входного контроля состояния основного металла, сварных соединений, наплавки оборудования и трубопроводов блока № 5 НВАЭС. М.: ВНИИАЭС. 1981.
20. **Wichman K., Tsao I., Mayfield M.** LBB application in the U.S. operating and advanced reactors. Specialists meeting on Leak Before Break in reactor piping and versels EDF, Framatome, Nuclear Elektric, NEA/OECD, IAEA, NRC. Lyon, France, 9–11 October, 1995.
21. **Основные** положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88. ПНАЭГ-1-011-89. М.: Энергоатомиздат, 1990. С. 48.
22. **Гетман А.Ф.** Вопросы обеспечения ресурса эксплуатации сосудов и трубопроводов реакторов действующих АЭС// Заводская лаборатория. 1997. № 2. С. 37–43.
23. **Гетман А.Ф., Козин Ю.Н.** Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. М.: Энергоатомиздат, 1998.
24. **Мокроусов С.Н.** О состоянии технической безопасности магистральных нефтепродуктопроводов// Безопасность трубопроводов. Доклады Международной конференции. 17–21 сентября 1995. М.: ИАЭ. 1995. Т. 1. С. 97–107.
25. **Анализ** надежности работы оборудования и реально достижимые ко-

эффициенты готовности АЭС / И.Я. Емельянов, Б.Б. Батуров, А.И. Клемин, В.Т. Сергунов и др.// Атомной энергетике — 20 лет. Обнинск: ГКНТ. 1974. Т. 1. С. 33—51.
26. **Резвых А.Л., Полозов В.А.** Техническая диагностика — основа технического обслуживания магистральных и промысловых трубопроводов// Там же. С. 294—303.
27. **Гетман А.Ф.** Концепция безопасности «течь перед разрушением» для сосудов и трубопроводов АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1999. С. 289.
28. **Гетман А.Ф.** Системный подход к безопасности эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС. М.: Энергоатомиздат. В печати.
29. **Правила** устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных станций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок, Госгортехнадзор СССР.М.: Металлургия, 1973.
30. **Анализ** технической эффективности различных вариантов реконструкции и оценка долговечности компенсаторов объема III—IV блоков НВАЭС. Технический документ ВНИИАЭС (НПО Энергия), ОЭ-0945/80. М.: ВНИИАЭС, 1980.
31. **Расчетно-экспериментальное** определение допустимого ресурса эксплуатации и требований к объему и срокам эксплуатационного контроля компенсаторов объема Армянской АЭС. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-1504/83. М.: ВНИИАЭС, 1982.
32. **Комплексное** расчетно-экспериментальное исследование причин повреждения, прочности и допустимого ресурса эксплуатации барабан-сепараторов и испарителей блока № 1 Белоярской АЭС. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-0821/80. М.: ВНИИАЭС, 1980.
33. **Инструкция.** Определение механических свойств металла оборудования АЭС безобразцовыми методами. ОЭ-1391/82. М.: ВНИИАЭС, 1982.
34. **Бугай Н.В., Березина Т.Г., Трунин И.И.** Работоспособность и долговечность металла энергетического оборудования, М.: Энергоатомиздат, 1994. С. 272.
35. **Марковец М.П.** Определение механических свойств металла по твердости, М.: Машиностроение, 1979.
36. **Гетман А.Ф., Бакиров М.Б.** Неразрушающий контроль механических свойств металла корпуса реактора в процессе восстановительного отжига// Совершенствование уровня эксплуатации АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1989.
37. **Обобщение** опыта эксплуатации и анализ причин повреждения металла 1 контура НВАЭС. Отчет НПО Энергия и НВАЭС, № ЭИ 37-139. М.: 1977. С. 250.
38. **Борисов В.Г., Бугай Н.В., Измаилов Ф.И.** Контроль металла в энергетике. Киев: Техніка, 1980.
39. **Гетман А.Ф., Кириллов В.Б., Бакиров М.Б., Козин Ю.Н. и др.** О надежности корпусов реакторов ВВЭР во время эксплуатации. Доклад на НТС Минатома РФ, 29 февраля 1996.

40. **Волченко В.Н.** Вероятность и достоверность оценки качества металлопродукции. М.: Металлургия. 1987. С. 88.
41. **Жеребенков А.С., Тимофеев Б.Т.** Анализ дефектности сварных соединений из стали марки 22К применительно к условиям изготовления парогенераторов// Вопросы судостроения. Сер. Сварка. 1980. Вып. 29. С. 69—75.
42. **А.с. 1420519 СССР.** Тест-образец для ультразвукового контроля/ В.Ф. Лукьянов, Ю.Г. Людмирский, В.В. Напрасников, В.П. Головин, А.С. Вон, А.Ф. Гетман// Бюл. изобрет. 1992. № 6.
43. **А.с. 1420519 СССР.** Образец для оценки квалификации оператора ультразвукового контроля /В.Ф. Лукьянов, В.В. Напрасников, В.П. Головин, А.Ф. Гетман, В.А. Репин// Там же. 1990. № 32.
44. **А.с. 1539026 СССР.** Способ создания системы внутренних трещиноподобных дефектов/ В.Ф. Лукьянов, Ю.Г. Людмирский, В.В. Напрасников, Г.С. Васильченко В.В., Головин, А.С. Коробцов, А.В. Коршун, В.Е. Белый, А.Ф. Гетман// Там же. № 4.
45. **Crutzen S.** PISC I and PISC II. Evalution of NDT Techniques for the higher of pressure components//Nucl. Enging and Desing. 1985.Vol. 86. P. 197.
46. **Nichols R., Daw G., Grutzen S.** NDE in relation to structural integrity// Intern. J. of Pressure Vessels. 1989. Vol. 35, N. 1–4.
47. **Nichols R., Crutzen S.** Ultrasonic inspection of heavy section steel components. The PLSC II Final Report. L.: Elsevier Applied Science Pybl. Ltd. 1988.
48. **Nichols R., Crutzen S., Miller A.** PISC III: status report// Proceed. Third International Conference on Material Science Problems in NPP Equipment Production and Operation. 17–22 June 1994. M. — S.-Pb.: Prometey — IAEA, 1994. Vol. 1–8.
49. **Kyssmaul K., Mletzko U.** Action 2 of PISC III, with emphassis on phase I (advanced sizing techniques)// Ibid. P. 9–40.
50. **Doktor S.A., Lemaitre P., Grutzen S.** Status Report: PISC III action 4 on austenitie steei testing// Ibid. P. 41–60.
51. **Reale S., Tognarelli L.** Structural integrity approach for PISC results evaluation and comparison//Ibid. P. 61–75.
52. **The European** Networks: NTSC, AMES, ENIO/ S. Crutzen, B. Hemsworth, K. Kussmaul, M. Devies, P. Lemaitre, R. Hurst, V. Von Estorff// Ibid. P. 76–86.
53. **Щербинский ВТ., Алешин Н.П.** Ультразвуковой контроль сварных соединений. М.: Стройиздат, 1989. С. 320.
54. **Гурвич А.К.** Надежность дефектоскопического контроля как надежность комплекса «Дефектоскоп — оператор — среда»// Дефектоскопия. 1992. № 13. С. 5–13.
55. **Corbly D.M., Packman P.F., Pearson H.S.** The accuracy and precision of ultrasonic shear wave flow measurements as a function of stress on the flow// Materials Evaluation. 1970. Vol. 28. N 15. P. 103–110.

56. **Дайчик М.Л., Пригоровский Н.И., Хуршудов Г.Х.** Методы и средства натурной тензометрии: Справочник. М.: Машиностроение, 1989. С. 240.
57. **Ильинская Л.С., Людмирская О.Б., Поляков А .Л. и др.** Особенности тензометрирования в условиях нейтронного облучения//Экспериментальные методы исследования деформаций и напряжений в конструкциях, М.: Наука, 1977. С. 11—18.
58. **Временная** методика расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС. М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, 1991.
59. **Методические** рекомендации по применению временной методики расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС. М.: ВНИИАЭС, 1991.
60. **О комплексной** системе эксплуатационного контроля металла оборудования АЭС/М.Д. Абрамович, А.Ф. Гетман, И.П. Левтонов и др.// Атомные электрические станции. Вып. 3. 1983. С. 71—73.
61. **Денисов Л.С.** Повышение качества сварки в строительстве. М.: Стройиздат, 1982. С. 160.
62. **Оборудование** энергетическое. Расчеты и испытания на прочность. Расчет коэффициентов интенсивности напряжений. Методические рекомендации. МР 108.7-86. М.: НПО ЦНИИТМАШ. 1986. С. 69.
63. **Махутов Н.А.** Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкций на прочность. М.: Машиностроение, 1981. С. 272.
64. **Панасюк В.В.** Предельное равновесие хрупких тел с трещинами. Киев: Наукова думка, 1968. С.220.
65. **Черепанов Г.П.** Механика хрупкого разрушения. М.: Наука, 1974. С. 640
66. **Морозов Е.М., Партон В.Д.** Критерии разрушения. М.: Наука, 1974.
67. **Irwin G.L., Srawley J.E.** Progress in the development of the crack toughness fracture tests// Materialprufuhg. 1962.Vol. 4. P. 1 —11.
68. **Лепихин А.М.** Риск-анализ конструкций потенциально опасных объектов на основе вероятностных моделей механики разрушения. Дис. докт. техн. наук. Красноярск. 1999.
69. **Оборудование** и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения. М.: Энергоатомиздат, 1991. С. 192.
70. **Гетман А.Ф., Махутов Н.А., Бугаенко С.Е. и др.** Концепция, методы и опыт продления эксплуатации АЭС, исчерпавших ресурс по причине физического или морального износа или окончания назначенного срока службы//Труды международной конференции «Оценка и обоснование продления ресурса элементов конструкций», 6—9 июня 2000, Киев.
71. **Расчетно-экспериментальное** определение прочности и ресурса барботажного бака 1 блока ЗаАЭС после перегрузки избыточным давлением. № ОЭ-1737/84. М.: ВНИИАЭС, ИМАШ, 1984.

72. **Определение** остаточной прочности и допустимого ресурса эксплуатации ББ 1 бл. ЗаАЭС с выдачей заключения об условиях эксплуатации на 100% мощности. № ОЭ-2307/87. М.: ВНИИАЭС, 1987.
73. **Экспериментальное** исследование напряженно-деформированного состояния и прочности оборудования реактора ВВЭР 1000 в период пуска и освоения мощности. № ОЭ-2444/87. М.: ВНИИАЭС, 1987.
74. **Нормы** расчета на прочность элементов реакторов, парогенераторов, сосудов и трубопроводов атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок. Госгортехнадзор СССР, М.: Металлургия, 1973.
75. **Отражение** ультразвука от естественных дефектов, развивающихся на поверхности/А.Г. Шастин, С.П. Перевалов и др.//Дефектоскопия. 1986.
76. **Разработка** методики допускаемых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС/ Е.Ю. Ривкин, А.Ф. Гетман, В.М. Филатов и др.// Новости атомной энергетики. 1989. № 1. С. 3–7.
77. **Методика** расчета допускаемых несплошностей металла во время эксплуатации АЭС М-02-91. М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, ЦНИИТМАШ, ИМАШ. 1991.
78. **Биргер И.А.** Резьбовые соединения, М.: 1973.
79. **Старостин И.Г.** Труды Куйбышевского авиационного института. Вып. III. 1957.
80. **Биргер И.А.** Расчет деталей машин на прочность: Справочник. М.: 1975,
81. **Трощенко В.Т., Гетман А.Ф., Хамаза Л.А.**//Проблемы прочности. 1970. № 12. С. 14–20.
82. **Трощенко В.Т.** Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении, Киев: Наукова думка, 1981. С. 241.
83. **Гетман А.Ф.** Анализ причин повреждения металла оборудования АЭС в эксплуатации — состояние и пути улучшения//Атомные электрические станции. 1982. Вып. 5.
84. **Исследование**, прочности и работоспособности узла уплотнения коллектора ПГ РУ ВВЭР 440 на Ровенской, Нововоронежской, Кольской и Армянской АЭС. Технический документ ВНИИАЭС и ИПП АН УССР, М.: 1982.
85. **Оценка** остаточного ресурса шпилек и шпилечных гнезд ПГВ-440 с учетом эксплуатационных факторов. М.: 1997. С. 160.
86. **Гетман А.Ф., Лукасевич Б.И., Титов В.Ф. и др.** Некоторые результаты исследования остаточного ресурса и безопасности эксплуатации ПГ РУ типа ВВЭР//Международная конференция «Материаловедческие проблемы при проектировании, изготовлении и эксплуатации оборудования АЭС. С.-Петербург, 7–14 июня 1998.
87. **Обоснование** возможности и условий безопасной эксплуатации ПГ

блока № 2 Балаковской АЭС. Технический документ ВНИИАЭС и ОКБ Гидропресс. М.: ВНИИАЭС, 1997.
88. **Анализ** возможности и условий безопасной эксплуатации трубных пучков ПГ бл. № 2 Балаковской АЭС после ППР 98. Технический документ ВНИИАЭС и ОКБ Гидропресс. М.: ВНИИАЭС, 1998.
89. **Анализ** целостности ТОТ ПГ ВВЭР //Бюл. технических предложений. М.: ИСКО АЭС МХО Интератомэнерго. 1996. Вып. 14. С. 41—50.
90. **Bieth M., Birac G., Comby R. e.a.** Final results of the PISC III round robin test on steam generator tibe inspection//Transactions of First International Conference on NDE in Relation to Structural Integrity for Nuclear and Pressurisea Components. 20—22 October 1998, Amsterdam.
91. **Определение** допускаемых дефектов трубопроводов Ду 800 и напорного коллектора КМПЦ в эксплуатации. Технический документ ВНИИАЭС. М.: 1987.
92. **Определение** вероятности разрушения трубных блоков Ду 800 и напорного коллектора в связи с регламентом гидроиспытаний. Технический документ ВНИИАЭС. М.: ВНИИАЭС, 1988.
93. **Анализ** результатов усиленного эксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов КМПЦ РБМК за 1989 год и оценка надежности эксплуатации трубопроводов КМПЦ с учетом результатов экспериментов с тест-образцами Ду 800. Технический документ ВНИИАЭС. М.: ВНИИАЭС, 1988.
94. **Обоснование** возможности эксплуатации корпуса реактора бл. № 2 Кольской АЭС с учетом фактического состояния металла корпуса, наработки и результатов при проведении отжига. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-2749/89. М.: ВНИИАЭС, 1989.
95. **Определение** радиационного ресурса и оптимизация режимов отжига корпуса реактора по результатам исследования трещиностойкости материала обечаек и сварного шва активной зоны в облученном состоянии 2 и 3 блоков КолАЭС. Технический документ ВНИИАЭС. М.: ВНИИАЭС, 1991.
96. **Инструкция** по исследованию состояния металла трубопроводов АЭС с помощью вырезок после 100 тыс. часов эксплуатации. Технический документ ВНИИАЭС и Минатомэнерго СССР, АИ-35-17-86. М.: 1987.
97. **Трощенко В.Г** Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении. Киев: Наукова думка, 1981. С. 241.
98. **Тензометрирование** ГЦК 1 блока ЮУАЭС в период исправления наклона корпуса реактора. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-1363/82. М.: ВНИИАЭС. 1982.
99. **Анализ** прочности и ресурсоспособности ГЦТ 1 блока Балаковской АЭС с учетом напряжений, возникающих в процессе монтажа оборудования. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-1930/85. М.: ВНИИАЭС, 1985.

100. **Нормы** расчета паровых котлов на прочность. М.: Недра, 1966.
101. **Расчет** на прочность и определение допустимого ресурса трубопроводов продувки барабан-сепараторов, групповых и водяных коллекторов, корпусов циркуляционных насосов II блока Белоярской АЭС. Технический документ ВНИИАЭС. М.: ВНИИАЭС, 1983.
102. **Определение** прочности конденсатора технологического III блока Белоярской АЭС с учетом фактических эксплуатационных параметров. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-2215/86. М.: ВНИИАЭС, 1986.
103. **Коллектор** ПГ реактора ВВЭР 440. Анализ технической эффективности различных вариантов модернизации. Технический документ НПО Энергия (ВНИИАЭС). М.: ВНИИАЭС, 1977.
104. **Антонов Б.В.** Проектная и эксплуатационная безопасность действующих АЭС с ВВЭР и РБМК//ТЭК. 1999. № 4. С. 67–78.
105. **Исследование** причин повреждения коллекторов ПГВ 1000 и разработка рекомендаций по обеспечению их надежной работы в эксплуатации. Технический документ ВНИИАЭС. М.: ВНИИАЭС, 1990.
106. **А.с. 1662205 СССР.** Способ определения напряженного состояния конструкций энергетического оборудования /А.Ф. Гетман, Н.А. Махутов, Н.А. Дранченков др.// Открытия. Изобретения. 1996. № 25.
107. **Методика** и некоторые результаты по оценке вероятности разрушения трубопроводов Ду 500 АЭС с реакторами типа ВВЭР-440/Гетман А.Ф., Зубов В.Ю. и др.// Надежность трубопроводов и сосудов высокого давления АЭС. Обнинск, ГК СССР по НО. 1989. С. 14–21.
108. **Гетман А.Ф.** Обеспечение прочности и ресурса оборудования реакторов АЭС в эксплуатации на основе системного подхода// Совершенствование уровня эксплуатации АЭС. М.: Энергоатомиздат, 1989. С. 131–145.
109. **Программа** расчета разветвленных оболочек вращения. 23.1758 ОП. М.: 1983.
110. **Создание** опытного образца автоматизированной системы определения остаточного ресурса реактора ВВЭР-1000. Технический документ ВНИИАЭС, ОЭ-2808/90. М.: ВНИИАЭС, 1989.
111. **Гетман А.Ф.** Парадоксы ресурсного проектирования // ТЭК. 2000. № 2.
112. **Материаловедческие** проблемы при проектировании, изготовлении и эксплуатации // Труды международной конференции. С.-Петербург, 7—14 июля 2000.
113. **Гетман А.Ф.** Безопасность атомных электростанций и влияние на нее «человеческого фактора» // ТЭК. 2000. № 3.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Предисловие 4
Предисловие 8
Определения, сокращения и условные обозначения 10
Введение 15
Глава 1. Технологии и методы обоснования и обеспечения назначенного срока службы на этапах проектирования и изготовления 22
1.1. Технология ресурсного проектирования 22
1.2. Методика обоснования ресурса эксплуатации по критерию сопротивления усталости 31
1.2.1. Усталость металлов — основные понятия 31
1.2.2. Методика расчета конструкции на сопротивление усталости . . .40
1.3. Методика обоснования ресурса эксплуатации по критерию сопротивления хрупкому разрушению 47
1.3.1. Хрупкое разрушение — основные понятия 47
1.3.2. Влияние нейтронного облучения на материал корпуса реактора 52
1.3.3. Методика расчета на сопротивление хрупкому разрушению 58
1.4. Учет коррозии на стадии проектирования 62
1.5. Обеспечение ресурса на стадии изготовления и монтажа 62
1.6. Назначенный и фактический ресурс эксплуатации 65
1.6.1. Ожидаемые ресурсные характеристики в соответствии с проектом 65
1.6.2. Фактические ресурсные характеристики (по результатам эксплуатации) 66
1.6.3. Причины несоответствия ожидаемых и фактических ресурсных характеристик 77
1.6.4. Преждевременное исчерпание назначенного ресурса по причине морального износа 86
1.6.5. О необходимости научного подхода к контролю и управлению ресурсом во время эксплуатации АЭС .87
Глава 2. Контроль ресурса во время эксплуатации АЭС 89
2.1. Контроль ресурса по технической документации 89
2.2. Контроль ресурса по фактическому состоянию металла и конструкции в целом 91
2.2.1. Неразрушающий контроль 93
2.2.2. Контроль механических свойств 95
2.2.3. Измерительный контроль 97
2.3. Контроль ресурса по гидравлическим испытаниям на прочность и плотность 98
2.4. Контроль ресурса по наработке 103

Глава 3. Метод уточненной оценки остаточного ресурса эксплуатации элементов конструкций во время эксплуатации 105
3.1. Методы оценки истинной (остаточной) дефектности металла конструкции 105
3.1.1. Формирование дефектности металла элементов конструкций .. 106
3.1.2. Вероятностные закономерности дефектоскопии. Достоверность контроля 111
3.1.3. Методы исследования достоверности контроля 113
3.1.4. Некоторые результаты исследования достоверности контроля с использованием тест-образцов 114
3.1.5. Результаты исследования достоверности контроля с использованием тест-образцов, полученные по программе PISC 134
3.1.6. Причины невыявляемости дефектов 143
3.1.7. Математическая аппроксимация выявляемости несплошностей в зависимости от их размеров 153
3.1.8. Остаточная дефектность — важнейшая характеристика материала конструкции 154
3.1.9. О возможности предсказания результатов повторного контроля 159
3.1.10. Достоверная и вероятностная части остаточной дефектности 161
3.2. Методы оценки механических свойств, структуры и химического состава материала конструкций, находящихся в эксплуатации 166
3.3. Экспериментальные методы исследования остаточного ресурса методами натурной тензо- и термометрии 168
3.4. Методика расчета остаточного ресурса по критерию сопротивления усталости 178
3.4.1. Индивидуальный остаточный ресурс до момента зарождения макротрещины 178
3.4.2. Живучесть элемента конструкции с трещиной. Методика оценки индивидуального ресурса по критерию сопротивления развитию трещины усталости 183
3.5. Методики расчета предельных состояний конструкций с трещинами с использованием критериев сопротивления хрупкому, квазихрупкому и вязкому разрушению 187
3.6. Методика расчета остаточного ресурса с учетом влияния нейтронного облучения 196
3.7. Методика расчета прочности и ресурса в вероятностном аспекте ... 199

Глава 4. Технологии управления ресурсом эксплуатации элементов конструкций на АЭС 209
4.1. Вскрытие резервов прочности и ресурсоспособности 209
4.2. Введение компенсирующих мероприятий 212
4.3. Ремонт 213
4.4. Реконструкция 214
4.5. Изменение условий эксплуатации 214
4.6. Замена элемента конструкции на новый 214
4.7. Обобщенный алгоритм работ по оценке и управлению ресурсом ... 215

Глава 5. Примеры решения ресурсных задач во время эксплуатации АЭС ... 218
5.1. Классификация ресурсных задач, возникающих во время эксплуатации АЭС 218
5.2. Нарушение условий эксплуатации с повреждением металла и/или конструкции 223
5.2.1. Барботажный бак энергоблока № 1 ЗапАЭС (1983 г.) 223
5.2.2. Шпильки коллектора парогенератора (ПГ) I энергоблока РовАЭС (1982 г.) 236

5.2.3. Теплообменные трубки ПГ II энергоблока БалАЭС (1996—99 гг.) 284
5.3. Дефекты сплошности технологической природы, выявленные в металле конструкции во время эксплуатации 312
5.3.1. Трубопроводы Ду 800 и коллекторы КМПЦ реакторов РБМК на СмолАЭС, ИгнАЭС и ЛАЭС (1986—89 гг.) 313
5.3.2. Корпус реактора (КР) II энергоблока КолАЭС (1989 г.) 325
5.4. Оценка остаточного ресурса с учетом старения металла во время эксплуатации АЭС 338
5.4.1. Корпуса реакторов ВВЭР-1000 на КалАЭС и БалАЭС 338
5.4.2. Главные трубопроводы реакторов ВВЭР-440 344
5.4.3. Элементы конструкций из перлитных сталей типа СТ20, 22К, 10ГН2МФА 346
5.5. Отклонения от номинальных требований по свойствам металла, геометрии конструкции и различным ресурсным характеристикам 350
5.6. Отклонения в режимах и условиях эксплуатации без видимых повреждений металла и конструкции 351
5.6.1. Главные циркуляционные трубопроводы (ГЦТ) РУ ВВЭР-1000 I энергоблока Южно-Украинской АЭС 351
5.6.2. ГЦТ РУ ВВЭР-1000 I энергоблока БалАЭС 361
5.7. Моральное старение элемента конструкции или э/блока в целом 362
5.7.1. Компенсаторы объема (КО) РУ ВВЭР-440 энергоблоков III, IV НВАЭС и энергоблоков I и II АрмАЭС 362
5.7.2. Энергоблоки III, IV НВАЭС и I, II КолАЭС 383
5.8. Оценка ресурса в период пуско-наладочных работ и в процессе нормальной эксплуатации 385
5.8.1. Оценка предстоящего ресурса эксплуатации по результатам натурного тензо- и термометрирования в перод пуско-наладочных работ и начала эксплуатации на Южно-Украинской АЭС и ЗапАЭС 385
5.8.2. Оценка остаточного ресурса по результатам контроля фактического состояния металла в период входного контроля, пуско-наладочных работ и эксплуатации 386
5.8.3. Оценка прочности и ресурса эксплуатации основных элементов конструкций энергоблоков II и III БелАЭС 386
5.9. Увеличение назначенного срока службы (НСС) 387

Глава 6. Некоторые технические и организационные вопросы, связанные с контролем и обеспечением ресурса 390
6.1. Система автоматизированного контроля остаточного ресурса 390
6.2. Ресурс и безопасность эксплуатации АЭС 401
6.3. Некоторые недостатки при решении ресурсных задач 402
6.3.1. Недостаточно корректное определение причин повреждений, выявленных во время эксплуатации 402
6.3.2. Узкоспециализированный подход к вскрытию резервов прочности 407
6.4. Совершенствование нормативно-методической базы в области исследований и обеспечения ресурса элементов конструкций во время эксплуатации АЭС 409
6.5. О необходимости промышленного внедрения новых методов и технологий оценки и обеспечения ресурса в масштабах отрасли 412
6.6. Некоторые вопросы совершенствования организации работ по контролю и обеспечению ресурса на АЭС 413

Список литературы 417

Производственно-практическое издание

Гетман Александр Федорович

Ресурс эксплуатации сосудов и трубопроводов АЭС

Редактор Л.Е. Иванова
Компьютерная верстка В.В. Дёмкин

ЛР № 010256 от 07.07.97

Набор выполнен на компьютере. Подписано в печать с оригинал-макета 23.10.2000. Формат 60×88/16. Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 26,5. Уч.-изд. л. 26,7. Тираж 500 экз. Заказ 634 т